Petroleum Monitoring Agency Canada
Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

MONITORING SURVEY 1983

FIRST SIX MONTHS

Canada

PETROLEUM MONITORING AGENCY

CANADA

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

MONITORING SURVEY

FIRST SIX MONTHS 1983

Copies are available on request from
Communications Branch
Department of Energy, Mines and Resources
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Aussi disponible en français

© Minister of Supply and Services Canada 1983

Cat. No. M 27-22/1983-1E

ISBN 0-662-12922-0

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

The Honourable Jean Chrétien
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Sir:

I am pleased to submit the attached report which describes the financial performance of the oil and gas industry in Canada in the first half of 1983.

The report is based on data from the 100 largest companies in the industry which account for more than 95 per cent of total revenues of the petroleum industry. Therefore, the data should fairly reflect the performance of the entire petroleum industry in Canada.

The dramatic profit improvement in the first six months of 1983 vs. the same period of 1982 comes as no surprise -- given the weakness of the industry and the economy in the first half of last year. The next Petroleum Monitoring Agency report, to be released by mid-1984, will indicate the extent to which the momentum generated so far this year in the upstream segment carried through for the full year 1983.

Respectfully submitted,

Ralph L. Gillen

November 30, 1983

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 995-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 995-4444

MONITORING SURVEY
FIRST SIX MONTHS 1963
TABLE OF CONTENTS

	Page
SUMMARY AND HIGHLIGHTS	1
1 - FINANCIAL PERFORMANCE	1-1
TOTAL OPERATIONS	1-1
Net Income	1-2
Interest Coverage	1-3
UPSTREAM SEGMENT	1-4
DOWNSTREAM SEGMENT	1-6
OTHER CANADIAN OPERATIONS	1-7
FOREIGN OPERATIONS	1-7
2 - SOURCES OF FUNDS	2-1
INTERNAL SOURCES	2-2
EXTERNAL SOURCES	2-3
3 - USES OF FUNDS	3-1
CAPITAL EXPENDITURES	3-2
INVESTMENT RATIOS	3-4
DIVIDEND PAYMENTS	3-5
OTHER USES	3-5
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES	4-1
NET INCOME	4-1
CAPITAL EXPENDITURES	4-2

LIST OF TABLES AND CHARTS

Tables

		Page
Table 1	Overview of Total Operations	1-1
Table 2	Financial Performance by Segment	1-5
Table 3	Summary — Sources of Funds	2-1
Table 4	Internal Cash Flow by Sector and Segment	2-2
Table 5	PIP Payments by Area and Sector	2-3
Table 6	Summary — Uses of Funds	3-1
Table 7	Capital Expenditures	3-2
Table 8	Comparison of Capital Expenditures — Petroleum Industry vs. All Other Canadian Industries	4-2

Charts

Chart 1	Net Income from Total Operations	1-2
Chart 2	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	1-3
Chart 3	Exploration Expenditures in Canada	3-3
Chart 4	Upstream Investment Ratios	3-4
Chart 5	Dividend Payments Compared With Net Income	3-5
Chart 6	Comparison of Net Income — Petroleum Industry vs. All Other Canadian Industries	4-1

APPENDICES

		Page
A	GLOSSARY OF TERMS	A-1
B	SUPPLEMENTARY DATA	
1	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	B-1
2	Canadian Crude Oil Prices: 1979-1983	B-2
3	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	B-3
4	Net Income by Segment	B-4
5	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	B-5
6	PIP Payments by Area and Type of Expenditure	B-6
7	Well Completions and Metres Drilled in Canada	B-7
8	Upstream Capital Expenditures — Provincial Lands	B-8
9	Exploration Expenditures in Canada — by Location	B-9
10	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	B-10
11	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow	B-11
12	Dividend Payments	B-12
13	Rate of Return on Shareholders' Equity	B-13
C	COMPLETE SURVEY RESULTS	
1	Income and Expense Statement	C-1
2	Sources and Uses of Funds	C-4
3	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	C-5
4	Capital Expenditures by Activity	C-6
5	Balance Sheet	C-7
6	Volume and Value of Production	C-8

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

FIRST SIX MONTHS 1983

FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

- **Revenues and Profits:** Industry revenues rose 3% to $27.3 billion in the first half of 1983 compared with the same 1982 period due to higher prices for oil and natural gas which more than offset revenue declines in other business segments. Net income from total operations rose 38% to $1.2 billion - with gains in upstream operations more than offsetting losses in all other segments. The net income increase was largely due to:

  - ✔ higher prices for crude oil and natural gas
  - ✔ rate reductions for royalties and energy taxes
  - ✔ lower interest charges owing to interest rate declines, primarily benefitting Canadian-controlled companies
  - ✔ lower levels of exploration and development costs expensed against current income.

- **Canadian versus Foreign-controlled Company Results:** Net income for the foreign-controlled sector rose 33% to $880 million. An increase in profits from upstream activities (up $625 million) more than compensated for a $365 million decline in net income on downstream operations which recorded a $140 million loss for the first six months of 1983.

  Net income for Canadian-controlled companies rose 55% from the depressed first half 1982 level to $285 million, with the upstream segment contributing $175 million of the increase in profits. Reduced interest charges stemming from lower rates in the first half of 1983 vs. the same period in 1982 also contributed to profit gains. Larger write-downs of assets related to foreign activities, however, dampened the performance of the Canadian-controlled sector.

UPSTREAM OPERATIONS

- **Upstream revenues rose 18% to $11.2 billion** in the first half of 1983 over the same 1982 period due to higher wellhead prices for crude oil and natural gas. Upstream net income more than doubled to $1.4 billion due to increased revenues as well as lower rates for provincial royalties and the Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT), and the suspension of the Incremental Oil Revenue Tax (IORT). Lower interest charges also contributed to the rise in upstream profits.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

FIRST SIX MONTHS 1983

DOWNSTREAM OPERATIONS

- Downstream revenues declined 3% to $14.2 billion as intense competition resulted in product price reductions with companies attempting to maintain their shares in a shrinking market. Downstream operations registered a loss of $110 million in the first half of 1983 compared with a profit of nearly $200 million in the corresponding period of 1982. Higher downstream operating costs and reduced revenues account for the net income decrease.

SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry amounted to $8.5 billion for the first half 1983 vs. $12.1 billion for the same period of 1982.

INTERNAL CASH FLOW

- Internal cash flow from total operations rose 16% to $3.8 billion largely due to an $870 million increase in upstream cash flow. This more than offset reduced cash flow in all other sectors.

EXTERNAL SOURCES OF FUNDS

- External sources of funds declined sharply from $8.8 billion to $4.6 billion. Two factors contributed to the fall-off: a decline in new long-term debt because of a slowing in acquisition activity; and a large reduction in draw-downs of working capital.

- PIP Payments: Reporting companies estimated their PIP payments at $560 million -- 26% higher than for the first six months of 1982 -- with over 90% of these payments accruing to Canadian-controlled companies.

USES OF FUNDS

CAPITAL EXPENDITURES

- Total Capital Expenditures: In the first half of 1983 these totalled $4.6 billion, down 16% from the same period in 1982. Reduced development and production expenditures in Canada as well as a drop in downstream spending and lower outlays abroad contributed to the decrease.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

FIRST SIX MONTHS 1983

- Exploration Expenditures in Canada: Outlays rose 8% to $1.8 billion with an 8% decrease in spending on provincial lands more than offset by a 39% rise on the Canada Lands. Exploration outlays by the foreign-controlled sector fell 11% while Canadian-controlled companies increased their spending by 23%.

- Downstream Expenditures: Downstream outlays dropped 27% to $855 million largely as a result of declining prospects for petroleum products and the completion of major projects in earlier periods.

INVESTMENT RATIOS

- The rise in upstream cash flow was not reflected in increased upstream capital spending in the first half of 1983. The industry reinvested 64% of upstream internal cash flow in upstream capital projects in the first six months of 1983 vs. 96% in the year-earlier period. Canadian-controlled companies reinvested at a higher rate (80%) than foreign-controlled firms (53%).

DIVIDENDS

- Dividends declined 11% to about $510 million. The Canadian-controlled sector paid out 62% of its net income in the form of dividends compared with a 38% pay-out by foreign-controlled firms.

COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME

- Statistics Canada figures show that the petroleum industry's net income on Canadian operations for the first half of 1983 rose 40% compared with an increase of 48% for all other non-financial industries in Canada. Petroleum's indicated 37% of total profits relative to all other non-financial industries (excluding petroleum) was a decline of three percentage points from its position in the first six months of 1982.

CAPITAL EXPENDITURES

- Petroleum industry capital expenditures declined marginally in the first six months of 1983 compared with the same 1982 period. The decline, however, was smaller than for many other industries, and petroleum industry expenditures, expressed as a percentage of all other non-financial industries' capital expenditures, rose from 47% in the first half of 1982 to 58% in the same period in 1983.

1 - FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

Higher prices for oil and natural gas at the wellhead and increased production of crude oil more than offset reduced sales of natural gas and refined petroleum products, as well as revenue declines in other business segments. Total industry revenues rose 3% to $27.3 billion despite significant declines in consumption of petroleum and natural gas (See Appendix B-1).

Net income from total operations increased 38% over the first half of 1982 to $1.2 billion in the first six months of 1983. Profits in the upstream segment more than doubled to $1.4 billion; downstream profits, however, fell $300 million resulting in a loss of $110 million for this segment.(1) Other Canadian operations and foreign activities also recorded losses.

Overall net income gains were largely due to:

- higher upstream prices for crude oil and natural gas
- rate reductions for royalties and energy taxes
- interest rate declines especially significant for Canadian-controlled companies with high debt burdens
- reduced exploration and development expenditures charged to current operations.

Table 1
OVERVIEW OF TOTAL OPERATIONS(a)
(first six months)

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
TOTAL REVENUES	$26.6	$27.3	$0.7	3
less: Operating Costs	10.8	11.6	0.8	7
Interest Expenses	1.3	1.1	(0.2)	(10)
Non-income Taxes & Royalties	6.5	6.0	(0.5)	(7)
Other Expenses(b)	5.9	5.7	(0.2)	(3)
TOTAL DEDUCTIONS	24.5	24.5	-	-
INCOME BEFORE INCOME TAXES	2.1	2.9	0.8	35
less: Current Income Taxes	0.6	1.0	0.4	81
Deferred Taxes	0.7	0.7	-	(5)
NET INCOME	0.9	1.2	0.3	38

NOTES: (a) Figures may not add due to rounding. See Table 2 (p. 1-5) for detail by operating segment.

(b) The components of 'Other Expenses' are costs of purchased goods sold, non-cash charges, exploration and development expenditures charged to current operations and other miscellaneous expenses.

(1) A glossary of technical terms is included as Appendix A.

a. Net Income

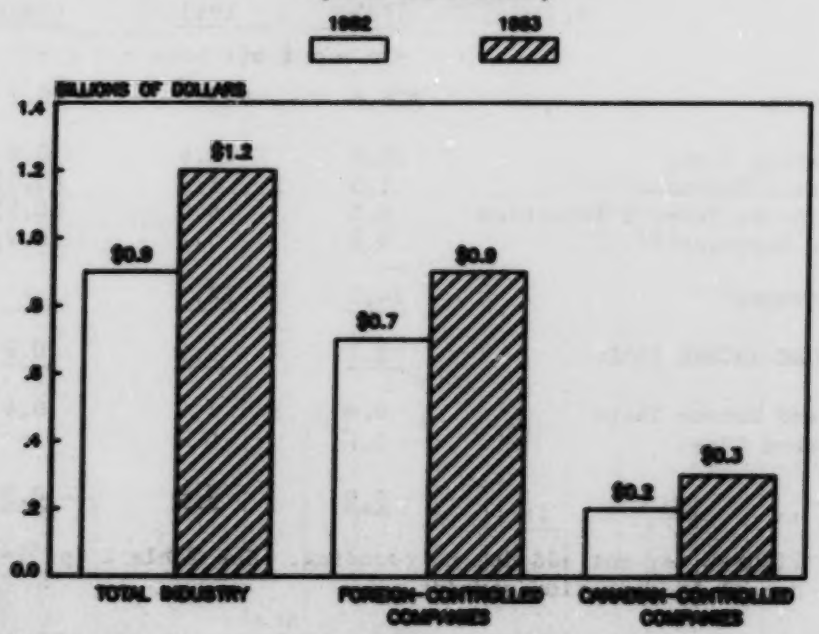
Analysis of the net income increase of 38% for the industry in total discloses significant differences in the growth of profits for the foreign and Canadian-controlled sectors - the former rising by 33% to $883 million and the latter by 55% to $284 million from its depressed first half 1982 base.

Net income for foreign-controlled companies benefitted from a $623 million increase in profits from the upstream operations primarily due to reduced energy taxes and royalty rates. This gain more than compensated for a $367 million decrease in downstream profits which showed a loss of $138 million (Appendix B-4).

Net income for Canadian-controlled companies rose about $100 million in the first half of 1983, with upstream operations registering a $174 million increase offset by declines in other activities. Reduced interest charges, down $160 million, resulting from lower rates during the first half of 1983, contributed to the rise in profits. However, an $83 million increase in write-downs of assets related to foreign activities compared with those in the corresponding period moderated the improved performance.

Chart 1

NET INCOME FROM TOTAL OPERATIONS
(first six months)



NOTE: For more detail see Appendices B-4 and C-1.

b. Interest Coverage

For the industry overall, income before taxes and expensed interest was 2.9 times total interest charges, both capitalized and expensed, up from 2.2 times in the earlier period. Though interest charges still represent a major item of expense for Canadian-controlled companies, lower interest rates in the first half of 1983 helped to ease the pressure on net income and cash flow. For these companies, a $200 million decrease in both expensed and capitalized interest together with a substantial increase in income before tax, resulted in a gain in interest coverage from 1.2 times to 1.6 times.

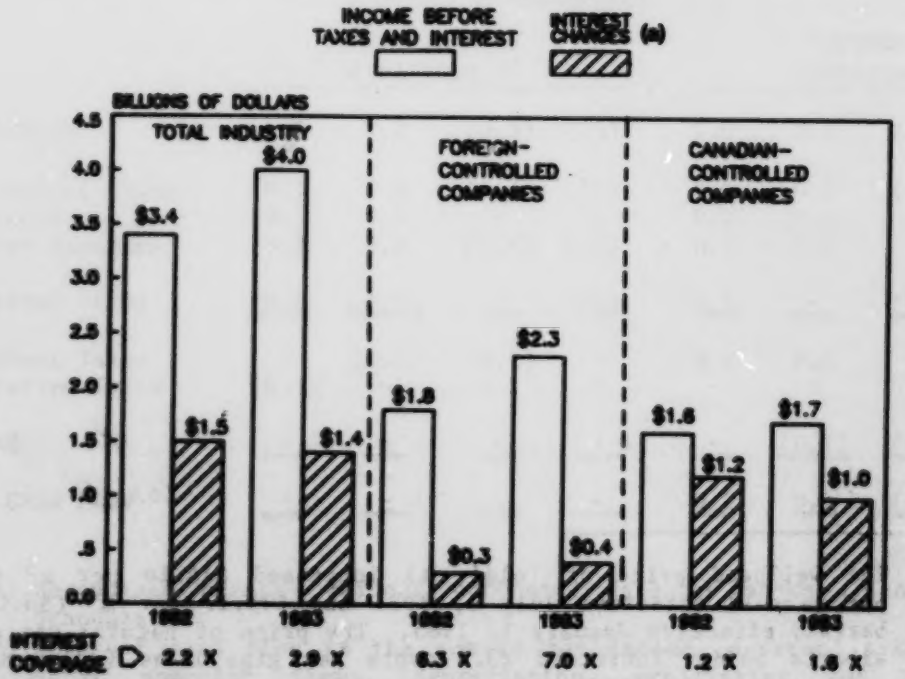
Foreign-controlled companies began 1983 with a higher level of long-term debt than at the end of the first half 1982 due to increased borrowing in the last six months of the year. Therefore, in spite of lower interest rates, their interest charges rose slightly. Nevertheless, growth in income before taxes was sufficient to increase interest coverage from 6.3 times to 7.0 times.

Analysis of interest charges relates only to total industry activity since there is neither consistency nor uniformity in the way companies allocate interest expenses among the various business segments - upstream, downstream, other Canadian and foreign.

Chart 2

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES

(first six months)



NOTE: (a) Interest charges shown include both expensed and capitalized amounts. See Appendix B-5 for more detail.

UPSTREAM SEGMENT

Revenues from the upstream segment climbed 18% to $11.2 billion due to higher wellhead prices[1] and a 4% increase in crude oil production. (Appendix B-1). The displacement of offshore oil imports and greater exports of crude oil and refined products permitted this increased production, despite the continued decline in domestic consumption. However, declining natural gas sales, both export and domestic (down 9%), moderated the upstream segment's growth.

Upstream net income, at $1.4 billion, more than doubled in the first half of 1983, primarily as a result of the reduction in energy taxes and royalty rates introduced by federal and provincial governments in the latter half of 1982 and in the first six months of 1983. Because of these measures, the oil and gas producing industry paid, in dollar terms, less in energy taxes (PGRT and IORT) and only slightly more in royalties in the first half of 1983 than in the comparable period of 1982.

Interest charges, as allocated to this segment by reporting companies, declined 11% to $621 million and this, together with a continued reduction in exploration and development charges expensed against income, also contributed to the rise in net upstream income.

Canadian-controlled companies registered an 83% gain in profits in the upstream segment while foreign-controlled companies increased their profits by 153%.

---

(1) The wellhead price of 'old' oil increased $14.16 per m^3 ($2.25 per barrel) effective July 1, 1982 and $25.17 per m^3 ($4.00 per barrel) effective January 1, 1983. The price of natural gas at the Alberta border increased 23.3 cents per gigajoules (25 cents per mcf) on August 1, 1982 and again on February 1, 1983.

TABLE 2

FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT[a]

(first six months)

	UPSTREAM				DOWNSTREAM			
	1982	1983	Increase (Decrease)		1982	1983	Increase (Decrease)	
	--- $ billions --			%	--- $ billions --			%
TOTAL REVENUES	$9.5	$11.2	$1.7	18	$14.6	$14.2	$(0.4)	(3)
less: Operating Costs	1.7	1.8	0.1	7	8.3	9.1	0.8	9
Interest	0.7	0.6	(0.1)	(11)	0.2	0.1	(0.1)	(24)
Royalties, Taxes	2.7	3.0	0.3	9	0.9	0.9	-	(2)
PCC, Other Charges	-	-	-	-	1.8	1.1	(0.7)	(38)
PGRT, IORT, NGGLT	1.0	1.0	-	(5)	-	-	-	-
Other Expenses	1.6	1.7	0.1	3	3.1	3.2	0.1	4
INCOME BEFORE TAXES	1.8	3.2	1.4	78	0.3	(0.2)	(0.5)	-
less: Current Taxes	0.6	1.2	0.6	88	(0.1)	(0.2)	(0.1)	-
Deferred Taxes	0.6	0.6	-	12	0.2	0.1	(0.1)	(50)
NET INCOME	0.6	1.4	0.8	129	0.2	(0.1)	(0.3)	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	2.5	3.4	0.9	34	0.6	0.3	(0.3)	(53)

	OTHER CANADIAN OPERATIONS[c]				FOREIGN OPERATIONS			
TOTAL REVENUES	1.5	1.2	(0.3)	(25)	1.0	0.7	(0.3)	(23)
less: Operating Costs	0.5	0.4	(0.1)	(12)	0.4	0.3	(0.1)	(16)
Interest	0.3	0.3	-	-	0.1	0.1	-	(18)
Other Expenses	0.9	0.5	(0.4)	(37)	0.4	0.4	-	(6)
INCOME BEFORE TAXES	(0.1)	(0.1)	-	(6)	0.1	-	(0.1)	-
less: Current Taxes	-	(0.1)	(0.1)	-	0.1	0.1	-	35
Deferred Taxes	(0.1)	-	0.1	-	-	-	-	-
NET INCOME	-	-	-	-	-	(0.1)	(0.1)	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	-	-	-	-	0.2	0.1	(0.1)	(28)

NOTES: (a) Percentage changes reflect unrounded data as shown in Appendix C, Schedule 1.

(b) Internal cash flow is the sum of net income, deferred taxes and all other non-cash items (depreciation, exploration and development expenditures written off, depletion and amortization) expensed in the reporting period.

(c) Includes drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

DOWNSTREAM SEGMENT

Downstream revenues declined 3% to $14.2 billion, while profits for this segment fell more sharply, down $300 million from the January to June 1982 level - producing a net loss of $110 million in the first six months of 1983. A persistent decline in demand for refined petroleum products (down 10%) led to intense rivalry as companies attempted to maintain market share in a shrinking market. This, together with increased operating costs, resulted in reduced profit margins.

Profit margins, defined as income before tax as a percentage of total revenue, declined from +2.2% in the first half of 1982 to -1.6% in the corresponding 1983 period.

A reduction in the Petroleum Compensation Charge (PCC) of $16.00 per m^3 ($2.54 per barrel), effective January 1, 1983, contributed to a decreased net income. Prices of products sold after the reduction of the PCC reflected the lower rate of PCC even though the cost of inventory held at the time of the reduction included oil purchased at the higher rate of PCC. However, the $25.17 per m^3 ($4.00 per barrel) increase in the wellhead price, effective January 1, 1983, generated an inventory profit (following the mandatory sixty day delay period) partly offsetting the loss associated with the reduction of the PCC.

OTHER CANADIAN OPERATIONS

This business segment recorded a loss of $23 million in 1983 against a profit of $31 million in the 1982 period. In previous monitoring surveys, it was noted that a number of companies allocated the bulk of interest expenses to this relatively small segment. Although a larger number now allocate interest charges to other segments, 29% of total interest expenses are still charged against "other Canadian Operations", which accounts for only 4% of total revenues.(1)

FOREIGN OPERATIONS

After-tax losses reached $114 million compared with a profit of $10 million in the first half of 1982. Declining revenues, largely as a result of lower international oil prices, the sale of assets and substantial write-offs of oil and gas properties contributed to the losses in this segment.

---

(1) Some 1982 data shown in this report have been adjusted to permit comparison with 1983 results.

2 - SOURCES OF FUNDS

Total sources of funds available to the industry amounted to $8.5 billion vs. $12.1 billion in the first half of 1982. Funds generated by operations increased 16% to $3.8 billion, while funds from external sources declined 47% to $4.6 billion. External sources provided 55% of total industry funds, down from 73% in the corresponding period in 1982. The dramatic decline is primarily due to the category 'working capital decrease' (see page 2-3 for further detail).

Table 3

SUMMARY -- SOURCES OF FUNDS[a]

(first six months)

	1982	1983	Increase (Decrease)		Share of Total 1982	Share of Total 1983
	- - - $ billions - -			(%)	(%)	
INTERNAL SOURCES						
Net Income	$0.9	$1.2	$0.3	38	7	14
Non-cash Items[b]	2.4	2.6	0.2	8	20	31
Total Internal Sources	3.3	3.8	0.5	16	27	45
EXTERNAL SOURCES						
New Long-term Debt[c]	2.2	0.8	(1.4)	(63)	18	10
New Equity[c]	0.8	0.8	-	1	7	10
Working Capital Decrease[c]	4.4	0.9	(3.5)	(79)	36	11
PIP and Other Incentives	0.5	0.6	0.1	27	4	7
All Other Sources	0.9	1.5	0.6	58	8	17
Total External Sources	8.8	4.6	(4.2)	(47)	73	55
TOTAL SOURCES OF FUNDS	12.1	8.5	(3.6)	(30)	100	100

NOTES: (a) Appendix C, Schedule 2 shows detail.

(b) Includes deferred taxes, exploration and development expenditures written off against current income, and other non-cash items (depreciation, depletion and amortization) that do not require a financial outlay in the reporting period.

(c) Represents the net amount of new long-term debt, equity, or funds from drawing down working capital by those companies that reported obtaining funds from these sources. Data from companies reporting reductions in new long-term debt and in equity and an increase in working capital, are shown as 'Uses of Funds' in Table 6 (p. 3-1).

INTERNAL SOURCES

The net income component of internal cash flow increased 38% to $1.2 billion, due primarily to a strong upstream performance, while non-cash items increased 8% to $2.6 billion.

Upstream cash flow climbed 34% ($870 million) in contrast to the 53% fall in downstream cash flow. As a result, the upstream segment generated about 90% of total cash flow in the first half of 1983, compared with 77% in the comparable 1982 period. Downstream cash flow declined by $300 million, roughly equivalent to the net income decline, as increased write-offs were offset by a reduction in deferred taxes.

Canadian-controlled companies experienced a $400 million rise in internal cash flow primarily due to a $310 million increase in their deferred taxes and non-cash charges. A substantial decrease in exploration and development expenditures charged to current operations was the main component of a $130 million reduction in upstream non-cash items of the foreign-controlled sector.

Table 4

INTERNAL CASH FLOW BY SECTOR AND SEGMENT[a]

(first six months)

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	- - - - $ billions - - -			(%)
Canadian-Controlled Companies				
Upstream	$1.0	$1.3	$0.3	32
Downstream	-	0.1	0.1	106
Other[b]	0.1	0.1	-	38
Total Canadian-Controlled	1.2	1.6	0.4	35
Foreign-Controlled Companies				
Upstream	1.5	2.1	0.6	35
Downstream	0.5	0.2	(0.3)	(68)
Other[b]	0.1	-	(0.1)	(90)
Total Foreign-Controlled	2.2	2.3	0.1	5
Total Industry				
Upstream	2.5	3.4	0.9	34
Downstream	0.6	0.3	(0.3)	(53)
Other[b]	0.2	0.1	(0.1)	(27)
TOTAL INDUSTRY	3.3	3.8	0.5	15

NOTES: (a) See Appendix C, Schedule 1 for more details.

(b) Comprises internal cash flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

EXTERNAL SOURCES

Funds from external sources declined sharply from $8.8 billion to $4.6 billion.

The main factor contributing to the decline was the $4.4 billion draw-down of working capital in the first half of 1982 compared with a draw-down of only $0.8 billion in the comparable 1983 period. One company had a significant portion of its long-term debt becoming due within a year. As a result of the reclassification of this debt to current liabilities, working capital decreased. New long-term debt also decreased, down 63% to $0.8 billion.

Increases in funds were obtained from the Petroleum Incentives Program (PIP) payments (up $115 million), from exploration and development grants paid under various provincial programs (up $15 million, Appendix C-1) and from other sources of funds (up nearly $550 million), mainly from the disposition of assets and the prepayment for deferred natural gas production.

PMA reporting firms estimated their PIP payments at $562 million, up 26% from the first half of 1982, with Canadian-controlled companies receiving over 90% of the grants. Twenty per cent of total PIP payments were administered and paid by the Government of Alberta, the remainder by the Government of Canada.

Table 5

PIP PAYMENTS BY AREA AND SECTOR

(first six months)

	Canadian-Controlled		Foreign-Controlled		Total	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	$millions					
Provinces						
British Columbia	$13	$10	-	-	$13	$10
Alberta	126	113	-	-	126	113
Other	5	8	-	-	5	8
TOTAL PROVINCES	144	131	-	-	144	131
Canada Lands						
Beaufort Sea	140	115	13	6	153	121
Labrador East	22	118	16	7	38	125
Atlantic Shelf South	68	125	4	24	72	149
Other	34	32	6	4	40	36
TOTAL CANADA LANDS	264	390	39	41	303	431
TOTAL CANADA	408	521	39	41	447	562

NOTE: Appendix B-6 provides additional detail.

3 - USES OF FUNDS

Funds applied for all purposes decreased by 30% to $8.5 billion. Lower capital expenditures, reduced repayment of long-term debt and a drop in other uses (mainly for acquisitions) were partially offset by a rise in 'working capital increase' (Table 6).

Table 6

SUMMARY -- USES OF FUNDS

(first six months)

	1982	1983	Increase (Decrease)		Share of Total 1982	Share of Total 1983
	--- $ billions ---			(%)	(%)	
CAPITAL EXPENDITURES						
Expenditures in Canada[a]	$4.9	$4.4	$(0.5)	(11)	40	52
Expenditures Abroad	0.6	0.3	(0.3)	(57)	5	3
Total Capital Outlays	5.5	4.6	(0.9)	(16)	45	55
OTHER USES OF FUNDS						
Repayment of Long-term Debt[b]	2.0	0.9	(1.1)	(54)	17	11
Repurchase of Equity[b]	0.3	0.1	(0.2)	(67)	2	1
Working Capital Increase[b]	0.4	1.0	0.6	155	3	12
Dividends	0.6	0.5	(0.1)	(11)	5	6
All Other Uses[c]	3.4	1.3	(2.1)	(61)	28	15
Total Other Uses	6.6	3.8	(2.8)	(42)	55	45
TOTAL ALL USES	12.1	8.5	(3.6)	(30)	100	100

NOTES: (a) Expenditures are before reductions for PIP payments and other grants.

(b) Represents the net application of funds to repurchase equity, repay long-term debt, or build up working capital by those companies that reported using funds for these purposes. Data from companies reporting increases in long-term debt and in equity and net reductions in working capital, are shown as 'Sources of Funds' in Table 3 (p. 2-1).

(c) Mainly funds for acquisitions of plant and property purchased from other corporations and for corporate take-overs.

CAPITAL EXPENDITURES

Total capital expenditures in the first six months of 1983, compared with the first six months of 1982, fell 16% to $4.6 billion (Table 7). Capital expenditures abroad were off by 57% while those in Canada declined by 11%.

Changed prospects for investing outside Canada and the withdrawal by a number of companies from some overseas areas were the main reasons for the decline in capital expenditures abroad.

Table 7

CAPITAL EXPENDITURES[a]

(first six months)

	1982	1983	Increase (Decrease)		Share of Total 1982	Share of Total 1983
	--- $ billions ---			(%)	(%)	
Exploration	$1.7	$1.8	$0.1	8	30	39
Development	0.4	0.3	(0.1)	(22)	8	7
Production	0.6	0.5	(0.1)	(20)	12	11
Non-conventional[b]	0.2	0.2	-	(21)	3	3
TOTAL UPSTREAM[c]	2.9	2.8	(0.1)	(4)	53	60
Downstream	1.2	0.9	(0.3)	(27)	21	19
Energy Mining	0.1	0.1	-	(42)	2	1
All Other	0.7	0.6	(0.1)	(6)	13	14
TOTAL CANADIAN	4.9	4.4	(0.5)	(11)	89	94
EXPENDITURES ABROAD	0.6	0.3	(0.3)	(57)	11	6
TOTAL EXPENDITURES	5.5	4.6	(0.9)	(16)	100	100

NOTES: (a) More detail is presented in Appendix C, Schedules 3 and 4.

(b) Includes oil sands and non-conventional heavy oil projects.

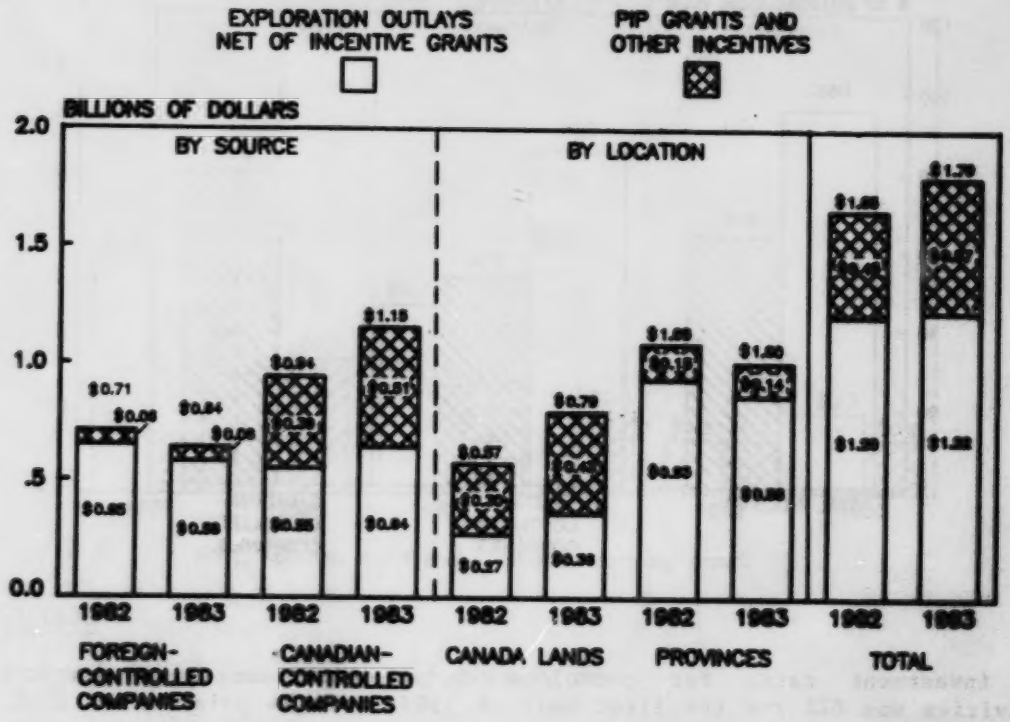
(c) Includes PIP payments.

Upstream: Upstream expenditures decreased 4% to $2.8 billion. Development, production and oil sands spending fell over 20%, more than offsetting a rise in exploration expenditures. Net of PIP grants and similar incentive payments, upstream outlays by the foreign-controlled and Canadian-controlled sectors declined 15% and 6% respectively.

Exploration expenditures for the first six months of 1983 were up 8% to $1.8 billion, with an 11% drop in the foreign-controlled sector more than offset by a 23% rise by Canadian-controlled companies (Chart 3). Exploration spending on Canada Lands increased 39% and now represents 44% of total exploration spending, while outlays for exploration on provincial lands fell 8%. (Appendix B-8) However, the decline in upstream expenditures on provincial lands may not be indicative of a reduced level of exploration and development activity since costs charged for drilling operations came down substantially between 1982 and 1983.

Chart 3

EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA
(first six months)



Downstream: Capital spending decreased 27% to $856 million during the first six months of 1983. The declining demand for refined products discouraged new projects while some previous projects had reached completion during the second half of 1982.

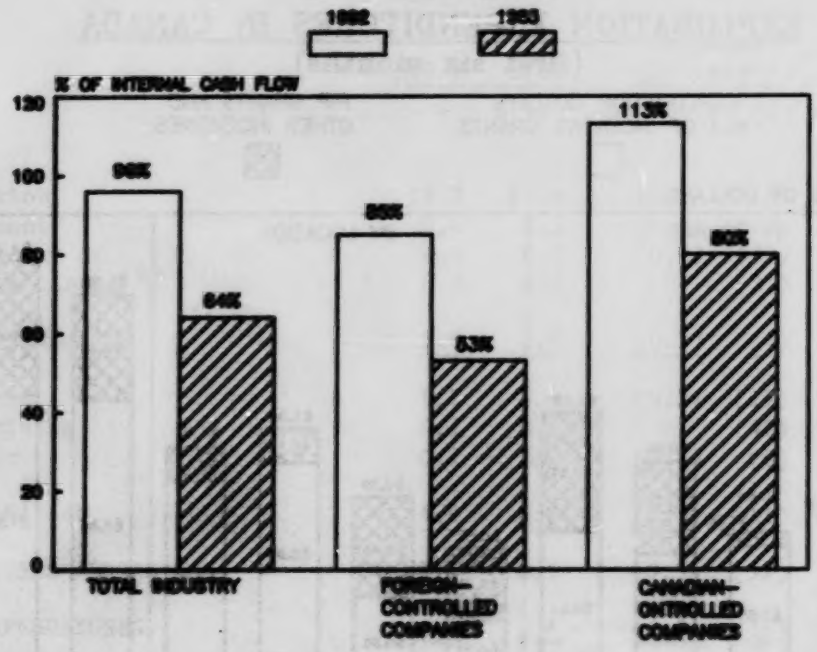
Energy Mining and All Other: These expenditures declined 10% to $707 million. They include outlays for drilling ships, caissons, and drilling rigs, with part of the total amount representing capitalized interest charges related to pre-start-up project expenditures.

INVESTMENT RATIOS

Upstream capital expenditures were 64% of internal cash flow generated by upstream operations, down from 96% during the previous corresponding period (Chart 4). This drop in investment was the result of both higher upstream cash flow and lower capital expenditures. Canadian-controlled companies continued to invest at a higher rate (80%) than foreign-controlled firms (53%). Although both sectors showed similar growth rates in upstream cash flow, foreign-controlled companies reduced capital expenditures to a somewhat greater extent than those in the Canadian-controlled sector.

Chart 4

UPSTREAM INVESTMENT RATIOS
(first six months)



The investment ratio for petroleum-related (upstream plus downstream) activities was 82% for the first half of 1983 (down 34 points from 116% for the same 1982 period). The decline in the upstream investment ratio was the moving force for the decline in the combined ratio despite the improvement in the downstream ratio.

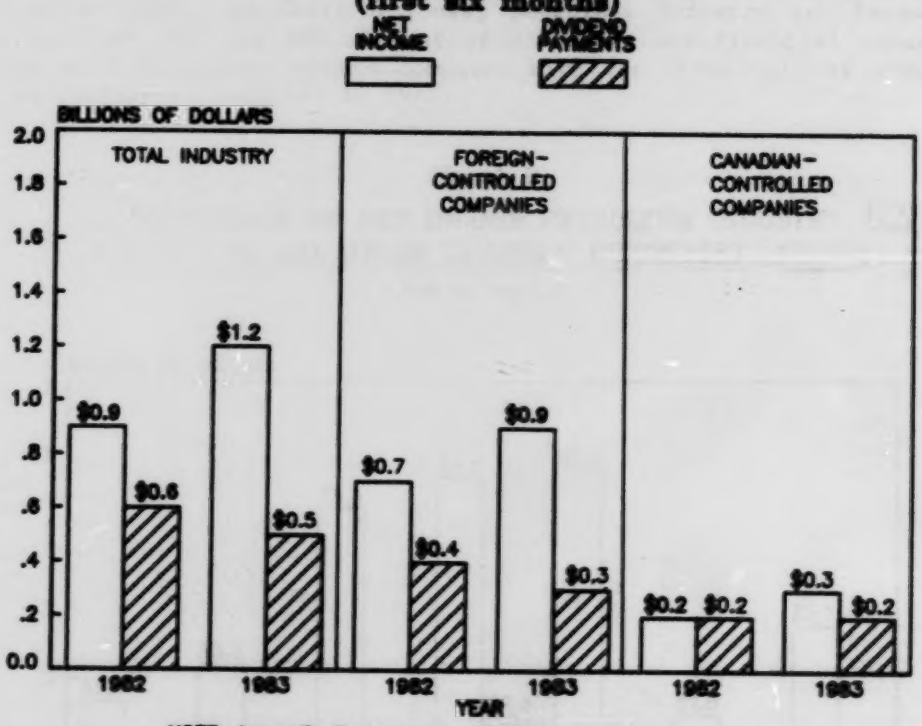
DIVIDEND PAYMENTS

Dividend payments for the industry declined 11% to about $510 million for the first half of 1983 despite the 38% increase in net income to $1.2 billion (Chart 5). Dividends paid by foreign-controlled companies declined 7% to $335 million while net income rose 33% resulting in a pay-out rate of 38%. Canadian-controlled firms decreased dividend payments 17% -- a pay-out rate of 62%. With few exceptions, however, dividend payments by Canadian-controlled firms were mainly on preferred shares.

Chart 5

DIVIDEND PAYMENTS COMPARED WITH NET INCOME

(first six months)



NOTE: Appendix B-11 shows detail by company group.

OTHER USES

Significant changes in other uses of funds were:

- a $1.1 billion decrease in funds used to repay long-term debt. Most of this decrease was registered by Canadian-controlled companies.
- a $600 million increase in working capital expansion -- the largest part of which was reported by Canadian-controlled companies.
- a decline of over 60% in all other uses to $1.3 billion. Most of the funds in this category were used to purchase existing assets.

4 - COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME

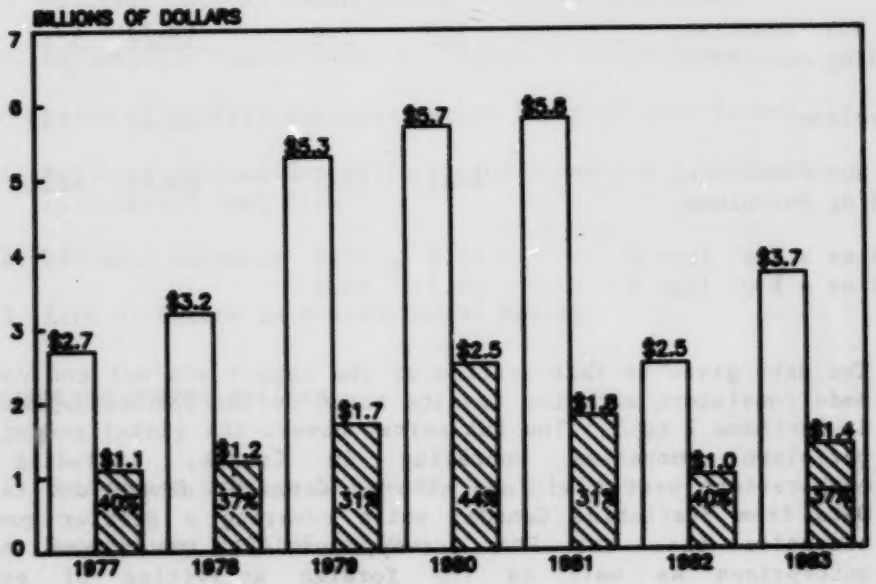
Statistics Canada data provide a basis for comparing petroleum sector financial performance with that of other sectors of the economy. These figures indicate that profits on Canadian operations for the petroleum industry grew 40% during the first half of 1983 compared with an increase of 48% for all other non-financial industries (excluding petroleum). The substantial improvement for the latter group of companies is, of course, a reflection of the extremely low base in 1982 when the Canadian economy experienced its worst recession since the thirties.

In relative terms, as Chart 6 shows, petroleum industry net income in the first half of 1983 was 37% of that of all other non-financial industry -- a decline of 3 percentage points compared with the first half of 1982 and the same percentage as realized in 1978.

Chart 6

COMPARISON OF NET INCOME PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER CANADIAN INDUSTRIES

(first six months)



SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly. Figures exclude profits on foreign activities and are for companies with $10 million or more in total assets.

CAPITAL EXPENDITURES

To place the petroleum industry capital expenditures into perspective, Table 8 compares the capital outlays of that industry with other non-financial sectors of the economy. Based on Statistics Canada data, petroleum industry gross capital expenditures (i.e., before deducting PIP) for the first half 1983 declined marginally from the corresponding 1982 level. The decline was, however, smaller than in many other industries. Capital expenditures of the petroleum industry as a proportion of total capital expenditures of non-financial industries rose from 47% in the first half of 1982, to 58% in the same period in 1983.

Table 8

COMPARISON OF CAPITAL EXPENDITURES -- PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER CANADIAN INDUSTRIES

(first six months)

		1982	1983	Increase (Decrease)	
		- - - $ billions - - - -			(%)
1.	Manufacturing	$4.0	$2.6	$(1.4)	(34)
2.	Mining	1.2	1.7	0.6	49
3.	Other Non-Financial	4.7	3.5	(1.2)	(26)
4.	TOTAL NON-FINANCIAL, excluding Petroleum	9.9	7.8	(2.1)	(21)
5.	Petroleum[(a)]	4.6	4.5	(0.1)	(1)
6.	TOTAL NON-FINANCIAL, including Petroleum	14.5	12.4	(2.1)	(15)
7.	Line 5 as a % of line 6	31.8	36.8		
8.	Line 5 as a % of line 4	46.7	58.3		

NOTE: (a) The data given in this section of the report are not and cannot be made consistent with the results based on the PMA survey and shown in Sections 1 to 3. The PMA survey covers the global activities of petroleum companies operating in Canada, including Crown corporations over a minimum size in terms of assets and revenues. Data from Statistics Canada, while covering a greater number of companies than the PMA survey, exclude government business enterprises as well as the foreign activities of companies originating in Canada.

SOURCE: Statistics Canada, 61-003, Industrial Corporations - Financial Statistics. This survey does not include government enterprises. Expenditures are gross, including PIPs and other capital grants.

APPENDICES

		Page
A	GLOSSARY OF TERMS	A-1
B	SUPPLEMENTARY DATA	
1	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	B-1
2	Canadian Crude Oil Prices: 1979-1983	B-2
3	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	B-3
4	Net Income by Segment	B-4
5	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	B-5
6	PIP Payments by Area and Type of Expenditure	B-6
7	Well Completions and Metres Drilled in Canada	B-7
8	Upstream Capital Expenditures -- Provincial Lands	B-8
9	Exploration Expenditures in Canada — by Location	B-9
10	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	B-10
11	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow	B-11
12	Dividend Payments	B-12
13	Rate of Return on Shareholders' Equity	B-13
C	COMPLETE SURVEY RESULTS	
1	Income and Expense Statement	C-1
2	Sources and Uses of Funds	C-4
3	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	C-5
4	Capital Expenditures by Activity	C-6
5	Balance Sheet	C-7
6	Volume and Value of Production	C-8

GLOSSARY OF TERMS

Acquisitions--the acquisition of shares of other petroleum companies or the purchase of assets from such companies. Capital outlays for these purposes are included under the category 'All Other Uses of Funds' in monitoring reports.

All Other Sources of Funds--proceeds from the sale of assets or long-term investments and pre-payment received for future production.

All Other Uses of Funds--includes applications such as acquisitions, purchases of used machinery and equipment, and long-term investments.

Amortization--is the charge to expense over time of assets, other than depreciation, depletion, and E&D expensed. It also includes here gains or losses on disposal of assets, write-downs of assets, and unremitted earnings from investments.

Canada Lands--areas of Canada outside provincial boundaries.

Canadian Control--in general a company is Canadian controlled when 50% or more of its voting shares are held by Canadian residents either directly or indirectly. In a few exceptional cases, when a significant block of shares is held by Canadian residents and the remaining shares are widely held, a company may be effectively Canadian-controlled even though more than 50% of the voting shares are held by non-residents.

Canadian Ownership--the proportion of the total voting shares of a company held, either directly or indirectly (through other corporations), by Canadian residents.

Capital Employed--the book value of total assets less current liabilities.

Capital Expenditures--investments in new machinery, equipment, structures and resource properties, whether capitalized or charged directly to current operations, as well as intangibles (e.g. cost of leased equipment), capitalized interest and capitalized repair expenditures.

Current Income Tax--the portion of the provision for income taxes, both federal and provincial, pertaining to the reporting period.

Debt/Equity Ratio--the ratio of long-term liabilities (over one year) to shareholders' equity (share capital plus retained earnings). Depending upon their terms and conditions, preferred shares may be classified as either debt or equity (see "long-term debt").

Deferred Income Taxes--taxes accrued and reflected as an expense in the income statement, but not payable in the financial reporting period. Income taxes are deferred, for example, when companies write off capital assets (using capital cost allowances) for income tax purposes at rates that exceed those employed in preparing their financial reports.

Depletion--the amount charged to expense in the company's financial statements relating to depletable assets that have been capitalized. This is not the earned depletion allowance calculated for income tax purposes.

Depreciation--the amount charged to expense relating to depreciable assets that have been capitalized. This is not the amount of capital cost allowance that is used to compute depreciation for income tax purposes.

Development Expenditures--includes drilling and well completion costs in an area of already proven oil or natural gas reserves, expenditures on field gathering and separation systems, and the cost of acquiring proven reserves.

Downstream Segment--includes refining, marketing, transportation and petrochemical operations.

Energy Mining--capital expenditures associated with uranium and coal mining (excludes oil sands mining).

Equity--the book value of shareholders' paid-up capital, contributed surplus and retained earnings.

Exploration--includes all lease fees and land acquisition costs, geological and geophysical expenditures, and exploratory drilling. Exploratory drilling is generally defined as a well drilled outside a proven area, or within a proven area but to a previously untested horizon, in order to determine whether oil or gas reserves exist. Also included are costs of dry wells, casing and other materials and equipment abandoned in place.

External Sources of Funds--funds obtained from sources other than internal cash flow. Long-term debt and equity are the main examples.

Full Cost Accounting--an accounting method under which all costs incurred in prospecting for reserves and in acquiring, exploring and developing properties within large cost centres are capitalized and charged to expense as reserves deemed to be related to those costs are produced. Costs incurred include prospecting, leasing, acquisition, retention, exploration and development costs, and associated indirect costs (i.e. general and administrative costs). Operating costs are charged to expense as incurred.

Incremental Oil Revenue Tax (IORT)/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT)--the IORT is a federal tax imposed at a rate of 50% on incremental old oil revenues after a deduction for associated incremental royalties. Incremental revenue is the difference between the actual revenue received from oil production and the revenue that would have been received had the NEP price schedule prevailed. Incremental royalties, other than Crown royalties, are subject to the IRRT, also at a 50% rate. Income subject to the IORT or the IRRT is not subject to income tax. Both taxes were suspended on June 1, 1982 and are scheduled to be reimposed on June 1, 1984.

Integrated Companies--companies each of which had more than 1% of total industry revenues in both the upstream and downstream segments. Each of these companies has sizeable refined product, marketing and distribution operations.

Internal Cash Flow--includes net income after tax plus exploration and development expenditures expensed in the current period, depreciation, depletion, amortization and deferred income taxes.

Junior Companies--companies that are predominantly exploration- and production-oriented and are not in either the integrated or senior company groupings. Each junior company generates less than 1% of total industry upstream and downstream operations.

Long-term Debt--debt that has a maturity date greater than one year. Preferred shares may be treated as long-term debt when they are redeemable for a fixed amount without conversion privileges or voting rights.

Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)--a federal excise tax imposed on marketable pipeline gas and natural gas liquids (NGLs). Marketable pipeline gas includes gas used in a processing or reprocessing plant, but excludes volumes reinjected into reservoirs. NGLs include ethanes, propanes, butanes or any mixtures thereof produced from gas at a processing or reprocessing plant.

New Oil Reference Price (NORP)--the price which is applied to all conventional oil from pools discovered after 1973, incremental oil recovered by the use of an enhanced recovery technique (other than waterflooding), incremental oil from any new or expanded waterflood project commencing after June 30, 1983, oil from infill wells drilled in a pre-NORP oil entity after June 30, 1983, synthetic crude oil, crude oil from Canada Lands, oil from wells in Saskatchewan producing 10 barrels a day or less and all heavy oil in Saskatchewan. The NORP is subject to a ceiling of 100% of the international price.

Non-cash Charges--items expensed in the reporting period that do not require an actual financial outlay in that period, such as depreciation, depletion and amortization.

Non-conventional Heavy Oil--deposits of density greater than 934 kg/m^3 that are for the most part recoverable through enhanced recovery methods. Canadian deposits of heavy oil are typically in the range of 935 to 985 kg/m^3 range.

Oil Export Charge--exports of crude oil and equivalent hydrocarbons and oil products such as motor gasoline, middle distillate, heavy fuel oil and partially processed oil are subject to an export charge. Only those volumes of crude oil and oil products which are found to be surplus to Canada's requirements in the foreseeable future are exported. Since November 1, 1980, the producing provinces receive 50% of all revenues accruing from export charges on crude oil and equivalent hydrocarbons.

Oil Sands--crude bitumen resources from deposits that are generally solid unless heated and are of density greater than 985 kg/m^3. Athabasca, Peace River, Wabasca, and Buffalo Head Hills are the main Canadian resource areas.

Other Canadian Operations--include drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

Petroleum Compensation Charge (PCC)--a levy imposed on refiners by the Government of Canada. Funds received from this levy are used to finance oil import compensation, to pay higher prices for production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP) and to pay for deliveries of Canadian crude oil to Atlantic Canada and certain exchanges of crude oil between Canada and the United States.

Petroleum Incentives Program (PIP)--provides direct incentive payments to enterprises conducting exploration and development activities in Canada. The level of incentive varies according to the area of activity and is higher for enterprises that are Canadian controlled and have specified levels of Canadian ownership as determined under the Canadian Ownership and Control Determination Act. The Government of Alberta administers and pays incentives for activities within Alberta and the Petroleum Incentives Administration of the Government of Canada funds and administers the program elsewhere in Canada.

Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)--a 16% tax on production revenue net of operating costs, non-crown royalties and, where Crown royalties or taxes based on production are payable, a 25% resource allowance. Qualifying tertiary recovery projects also reduce the tax base by eligible capital costs incurred after 1982 to the extent of pool taxable revenue. The PGRT is not deductible for income tax purposes.

Production Expenditures--includes all expenditures relating to the production of crude oil and natural gas. Expenditures on natural gas processing plants are included.

Senior Companies--companies each of which have more than 1% of total industry revenues in either upstream or downstream operations.

Special Old Oil Price (SOOP)--a special wellhead price for conventional oil discovered after 1973, qualifying for provincial royalties at new oil rates, but not in receipt of the New Oil Reference Price (NORP) prior to July 1, 1983. As announced in the NEP Update, SOOP was established at 75% of current world prices on July 1, 1982. Under the terms of the amended energy agreements with Alberta and Saskatchewan, SOOP oil receives the NORP price, effective July 1, 1983.

Successful Efforts Accounting--an accounting method by which only costs resulting directly in identifiable future benefits through discovery, acquisition or development of reserves are capitalized. Costs that do not provide identifiable future benefits are expensed as incurred, or are written off when the properties are determined to be non-productive. Such costs include those relating to geological and geophysical studies, retention of undeveloped properties, and non-productive exploration and development efforts.

Upstream Segment--activities and operations related to the search for, and development, production, extraction and recovery of crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur, as well as the production of synthetic oil.

Working Capital--current assets (cash, short-term investments, accounts receivable, inventories) less current liabilities (accounts payable, debts and obligations maturing in less than one year).

PETROLEUM AND NATURAL GAS SUPPLY AND DEMAND SUMMARY[a]

(first six months)

		1982	1983	Increase (Decrease) (%)
		(thousands m^3/day)		
PETROLEUM[b]				
Production	- Crude Oil	204	215	
	- Natural Gas Liquids	36	34	
	- TOTAL PRODUCTION	240	249	4
Net Exports[c]	- Crude Oil	(31)	11	
	- Natural Gas Liquids	26	21	
	- Refined Products	7	13	
	- TOTAL NET EXPORTS	2	45	-
Consumption	- Natural Gas Liquids	10	13	
	- Refined Products	252	222	
	- TOTAL CONSUMPTION	262	235	(11)
		(millions m^3/day)		
NATURAL GAS				
Production		202	183	(10)
Net Exports[c]		63	57	(10)
Consumption		146	134	(8)

NOTES: (a) Figures represent total industry activity and are derived from a number of sources — provincial governments, Energy, Mines & Resources, and Statistics Canada. Industry's own use (e.g. refinery fuel) and inventory changes are not included.

(b) Includes conventional and synthetic crude oil and natural gas liquids (propane, butane and ethane) derived from gas plants and gas reprocessing plants.

(c) Net exports of crude oil, natural gas liquids and refined products. On a gross basis, petroleum imports (including exchange receipts) in the first six months of 1982 and 1983 were 67 000 and 37 000 m^3/d (420 000 and 231 000 b/d) respectively, or 25% and 16% of domestic consumption in those periods.

Appendix B-2

CANADIAN CRUDE OIL PRICES: 1979-1983

	Wellhead Price		Petroleum Compensation & Other Charges(a)		Cost Of Crude Oil Exclusive Of Transportation(b)		Refiner Acquisition Cost At Montreal	
	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1979								
Dec 31	13.75	86.53	0.85	5.35	14.60	91.88	15.65	98.49
1980								
Jan 1	14.75	92.83			15.60	98.18	16.65	104.78
April 1			1.00	6.29	15.75	99.12	16.80	105.72
July 12			1.75	11.01	16.50	103.84	17.73	111.57
Aug 1	16.75	105.41			18.50	116.42	19.73	124.16
Nov 1			2.55	16.04	19.30	121.45	20.53	129.20
1981								
Jan 1			5.05	31.77	21.80	137.18	23.07	145.18
Jan 1	17.75	111.70			22.80	143.47	24.07	151.47
Mar 3			5.80	36.52	23.55	148.22	25.01	157.39
May 1			6.95	43.77	24.70	155.47	26.16	164.62
June 3			8.05	50.66	25.80	162.36	27.26	171.51
June 3			9.30	58.53	27.05	170.23	28.51	179.41
July 1	18.75	117.99			28.05	176.52	29.52	185.77
Sept 22					28.05	176.52	29.51	185.71
Oct 1	21.25	133.73			30.55	192.26	32.02	201.50
Dec 1			7.45	46.89	28.70	180.62	30.24	190.30
1982								
Jan 1	23.50	147.89			30.95	194.78	32.54	204.77
July 1	25.75	162.05			33.20	208.94	34.90	219.63
1983								
Jan 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.40	229.07
June 30	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.47	229.51

NOTES: (a) See Appendix B-3 for detail pertaining to these charges.

(b) Gathering and transportation costs make up the difference between the blended price of Canadian crude oil exclusive of transportation and the refiner acquisition cost at Montreal. These costs amounted to $\$11.40/m^3$ ($1.81/bbl) in June 1983.

CHANGES TO THE PETROLEUM COMPENSATION CHARGE AND SIMILAR CHARGES

	Type of Change	Change		Level Of Total Charges	
		($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1980					
April 1	PCC Increase	0.15	0.94	1.00	6.29
July 2	PCC Increase	0.75	4.72	1.75	11.01
November 1	PCC Increase	0.80	5.03	2.55	16.04
1981					
January 1	PCC Increase	2.50	15.73	5.05	31.77
March 3	SCC Imposed	0.75	4.75	5.80	36.52
May 1	COSC Imposed	1.15	7.25	6.95	43.77
June 3	SCC Increase	1.10	6.89	8.05	50.66
June 3	PCC Increase	1.25	7.87	9.30	58.53
September 22	SCC Abolished	(1.85)	(11.64)		
	PCC Increase	1.85	11.64	9.30	58.53
November 30	PCC Decrease	(1.85)	(11.64)	7.45	46.89
1982					
No changes		-	-	7.45	46.89
1983					
January 1	PCC Decrease	(2.54)	(16.00)	4.91	30.89

NOTE: PCC Petroleum Compensation Charge
SCC Special Compensation Charge
COSC Canadian Ownership Special Charge

Appendix B-4

NET INCOME BY SEGMENT

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	--- $ millions ---			(%)
Canadian-Controlled Companies				
Upstream	211	385	174	83
Downstream	(41)	27	68	-
Other[a]	13	(128)	(141)	-
Total Canadian-Controlled	183	284	101	55
Foreign-Controlled Companies				
Upstream	406	1029	623	153
Downstream	229	(138)	(367)	-
Other[a]	28	(9)	(37)	-
Total Foreign-Controlled	664	883	219	33
Total Industry				
Upstream	617	1414	797	129
Downstream	188	(111)	(299)	-
Other[a]	41	(137)	(178)	-
TOTAL INDUSTRY	846	1166	320	38

NOTE: (a) Comprises net income flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES[a]

(first six months)

	(1) Income Before Taxes	(2) Interest Charges Incurred	(3) Ratio of Column (2) to (1)
	-- $ millions --		(%)
Integrated	1406	233	17
Senior Companies			
Canadian-Controlled	1172	699	60
Foreign-Controlled	734	12	2
Junior Companies			
Canadian-Controlled	489	346	71
Foreign-Controlled	203	91	45
TOTAL INDUSTRY	4004	1381[b]	34
Canadian-Controlled	1662	1045	63
Foreign-Controlled	2343	337	14

NOTES: (a) The figures in Column 1 represent the total of income before taxes from total operations and expensed interest. Column 2 shows total interest charges incurred (both expensed and capitalized). Column 3 is the ratio of Column 2 to Column 1.

(b) In addition to the $1.1 billion of interest charges expensed in the first half of 1983, $244 million was capitalized (almost all by Canadian-controlled companies).

Appendix B-6

PIP PAYMENTS BY AREA AND TYPE OF EXPENDITURE

(first six months)

	Exploration	Development & Production	TOTAL	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled
			-$ millions-		
British Columbia					
1982	11	2	13	13	-
1983	9	1	10	10	-
Alberta					
1982	96	30	126	126	-
1983	84	29	113	113	-
Saskatchewan					
1982	1	2	3	3	-
1983	3	2	5	5	-
Other Provinces					
1982	2	-	2	2	-
1983	3	-	3	3	-
Beaufort Sea					
1982	153	-	153	140	13
1983	121	-	121	115	6
Labrador East					
1982	38	-	38	22	16
1983	125	-	125	118	7
Atlantic Shelf South					
1982	72	-	72	68	4
1983	149	-	149	125	24
Other Canada Lands					
1982	40	-	40	34	6
1983	36	-	36	32	4
TOTAL					
1982	413	34	447	408	39
1983	530	32	562	521	41

NOTE: PIP payments are incentives to qualifying enterprises carrying out exploration, development and production activities in Canada. The Government of Alberta administers and pays the incentives for activities within that province, and the Government of Canada administers the program elsewhere in Canada.

WELL COMPLETIONS AND METRES DRILLED IN CANADA

(first six months)

	EXPLORATORY			DEVELOPMENT		
	1982	1983	Increase (Decrease) (%)	1982	1983	Increase (Decrease) (%)
WELL COMPLETIONS (Number of Wells)						
British Columbia	52	22	(58)	25	16	(36)
Alberta	984	870	(12)	1244	1425	15
Saskatchewan	144	220	53	116	405	249
Other Provinces	50	40	(20)	40	81	103
Northern Canada(a)	7	11	57	1	9	800
Offshore(b)	2	6	200	-	-	-
TOTAL	1239	1169	(6)	1426	1936	36
METRES DRILLED (Thousands)						
British Columbia	114	44	(61)	40	25	(38)
Alberta	1347	1392	3	1327	1693	28
Saskatchewan	131	190	59	95	352	271
Other Provinces	43	33	(23)	27	62	130
Northern Canada(a)	20	23	15	-	6	-
Offshore(b)	11	32	191	-	-	-
TOTAL	1666	1714	3	1489	2138	44

NOTES: (a) All areas in Canada North of 60° including Hudson Bay.

(b) East coast and West coast offshore areas.

SOURCE: Oil week July 25, 1983

Appendix B-8

UPSTREAM CAPITAL EXPENDITURES—PROVINCIAL LANDS[a]

(first six months)

	Exploration[b]		Development[b]		Production[c]	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	$ millions					
British Columbia	107	82	16	5	14	6
Alberta	934	848	383	290	552	394
Saskatchewan	28	57	25	21	25	32
Other Provinces	15	16	5	5	7	3
TOTAL PROVINCES	1085	1004	429	321	598	435

NOTES: (a) Outlays on non-conventional heavy oil and oil sands are not included.

(b) Includes PIP payments and capitalized overhead.

(c) Includes capitalized overhead.

EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA--BY LOCATION[a]

(first six months)

	1982	1983	Increase (Decrease)
	- $ millions -		(%)
Provinces[b]	1085	1004	(7)
Canada Lands			
Beaufort Sea	241	232	(4)
Labrador East	114	231	102
Sverdrup Basin	46	45	(2)
Atlantic Shelf South	124	266	115
Total Canada Lands	569	789	39
TOTAL CANADA	1654	1792	8

NOTES: (a) Includes PIP payments and capitalized overhead.

(b) Appendix B-8 provides a breakdown of exploration expenditures by province.

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES TO INTERNAL CASH FLOW

(first six months)

	Upstream[a]		Petroleum-related[b]	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
Integrated	81	51	107	93
Senior Companies				
Canadian-Controlled	96	83	124	82
Foreign-Controlled	63	48	62	48
Junior Companies				
Canadian-Controlled	199	74	251	96
Foreign-Controlled	295	88	288	87
TOTAL INDUSTRY	96	64	116	82
Canadian-Controlled	113	80	145	86
Foreign-Controlled	85	53	101	80

NOTES: (a) Upstream capital expenditures (net of PIP and other incentive payments) in Canada as a percentage of upstream cash flow.

(b) Petroleum-related (upstream plus downstream) capital expenditures in Canada as a percentage of internal cash flow generated by petroleum-related activities.

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES AND INVENTORY INVESTMENT TO INTERNAL CASH FLOW

(first six months 1983)

	INVENTORY CHANGE	
	Excluded	Included
	(%)	(%)
Integrated	110	86
Senior Companies		
Canadian-Controlled	115	84
Foreign-Controlled	53	52
Junior Companies		
Canadian-Controlled	146	145
Foreign-Controlled	81	78
TOTAL INDUSTRY	105	87
Canadian-Controlled	124	103
Foreign-Controlled	92	77

NOTE: Inventory values are reported to the PMA on a total company basis. The figures in the first column compare total capital expenditures (net of PIP) excluding inventories with internal cash flow from total operations. The second column shows the effect on investment ratios of including the change in inventory outlays with capital expenditures.

DIVIDEND PAYMENTS

(first six months)

	1982	1983	Percent of Net Income(a) 1982	1983
	- $ millions -		(%)	
Integrated	321	315	59	62
Senior Companies				
Canadian-Controlled	172	146	147	93
Foreign-Controlled	25	1	15	-
Junior Companies				
Canadian-Controlled	41	31	63	24
Foreign-Controlled	14	19	*	24
TOTAL INDUSTRY	574	512	68	44
Canadian-Controlled	213	177	117	62
Foreign-Controlled	360	335	54	38

NOTE: (a) Derived by dividing dividend payments for each company group by their net income on total operations (Appendix C, Schedule 1). Percentages are not shown where company groups reported operating losses (indicated by asterisk).

RATE OF RETURN CALCULATIONS ON SHAREHOLDERS' EQUITY

SHAREHOLDERS' EQUITY[a]	1979	1980	1981	1982	First 6 months 1983
			(%)		
Manufacturing	17.6	14.0	11.4	4.3	7.7
Mining	21.8	18.7	8.3	(1.2)	1.1
Other Non-financial	13.8	13.2	12.2	8.9	10.5
TOTAL NON-FINANCIAL (excluding petroleum)	16.8	14.4	11.2	5.2	7.9
Petroleum	20.6	20.0	11.0	7.6	9.0

SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly.

NOTES: (a) Return on equity is defined as net profit after tax divided by book value. It measures the rate of return on shareholders' investment (paid-in capital and retained earnings). This measure is often used to compare the performance of companies that may vary by type and by size.

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
1ST HALF

	UPSTREAM 1982 ($ MILLIONS)	UPSTREAM 1983 ($ MILLIONS)	UPSTREAM CHANGE (%)	DOWNSTREAM 1982 ($ MILLIONS)	DOWNSTREAM 1983 ($ MILLIONS)	DOWNSTREAM CHANGE (%)	OTHER OPERATIONS 1982 ($ MILLIONS)	OTHER OPERATIONS 1983 ($ MILLIONS)	OTHER OPERATIONS CHANGE (%)	FOREIGN ACTIVITIES 1982 ($ MILLIONS)	FOREIGN ACTIVITIES 1983 ($ MILLIONS)	FOREIGN ACTIVITIES CHANGE (%)	TOTAL OPERATIONS 1982 ($ MILLIONS)	TOTAL OPERATIONS 1983 ($ MILLIONS)	TOTAL OPERATIONS CHANGE (%)
TOTAL INDUSTRY															
TOTAL REVENUES	9533	11246	18.0	14615	14180	-3.0	1546	1167	-24.5	951	734	-22.7	26645	27327	2.6
PORT & NGGLT & IORT	1007	960	-4.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1007	960	-4.7
PCC	0	0	-	1814	1133	-37.5	0	0	-	0	0	-	1814	1133	-37.5
ROYALTIES	2704	2952	9.2	934	915	-2.1	2	0	-75.7	72	81	12.8	3712	3948	6.4
TOT.REV. AFTER RYLTIES	5822	7334	26.0	11867	12132	2.2	1544	1167	-24.4	879	653	-25.7	20112	21287	5.8
INTEREST EXPENSES	696	621	-10.7	150	115	-23.8	330	330	-0.1	87	71	-18.0	1264	1137	-10.0
OPERATING COSTS	1670	1784	6.8	8342	9076	8.8	451	398	-11.7	356	301	-15.5	10819	11559	6.8
E&D CHARGED TO OPER.	518	404	-22.0	0	0	-	30	16	-45.6	9	8	-14.9	556	428	-23.1
DEPRECIATION	239	298	24.7	228	263	15.2	48	74	-7.2	68	51	-15.0	587	686	13.0
DEPLETION	377	479	27.0	0	0	66.7	0	1	282.5	112	116	4.1	489	597	21.9
WRITE-OFFS, AMORT.	230	188	-18.6	-70	3	104.6	-65	-24	63.7	0	98	-	95	265	178.1
NON-CASH CHARGES & EDP	1364	1368	0.3	158	266	68.2	45	68	51.9	181	273	50.9	1748	1975	13.0
OTHER EXPENSES	274	319	16.2	2894	2906	0.4	814	472	-42.0	176	51	-71.3	4158	3748	-9.9
INCOME BEFORE TAXES	1817	3242	78.4	323	-231	-171.4	-95	-101	-6.2	78	-43	-154.6	2124	2867	35.0
CURRENT INCOME TAX	638	1198	87.6	-88	-231	-163.4	-59	-43	28.3	71	95	34.6	562	1019	81.3
INC.AFT.CURR.INC.TAX	1179	2044	73.4	411	1	-99.9	-36	-59	-63.0	8	-138	-	1562	1848	18.4
DEFERRED INCOME TAX	562	630	12.2	223	111	-50.1	-67	-36	46.6	-2	-24	-	715	682	-4.6
NET INCOME AFTER TAXES	617	1414	129.1	188	-111	-158.9	31	-23	-173.8	10	-114	-	847	1166	37.8
CASH FLOW	2543	3413	34.2	570	267	-53.2	9	9	5.0	189	135	-28.5	3310	3824	15.5
TOTAL INTEGRATED															
TOTAL REVENUES	3716	4433	19.3	11560	10693	-7.5	165	152	-8.1	13	10	-25.2	15455	15288	-1.1
PORT & NGGLT & IORT	426	416	-2.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	426	416	-2.6
PCC	0	0	-	1592	939	-41.0	0	0	-	0	0	-	1592	939	-41.0
ROYALTIES	1143	1254	9.8	744	709	-4.6	0	0	-	0	0	-	1886	1964	4.1
TOT.REV. AFTER RYLTIES	2147	2763	28.7	9224	9046	-1.9	165	152	-8.3	13	10	-25.2	11538	11970	3.6
INTEREST EXPENSES	23	26	13.4	89	81	-13.3	100	136	36.4	2	2	-6.1	184	216	17.1
OPERATING COSTS	687	652	-5.1	7218	7330	1.6	63	47	-25.6	3	1	-76.2	7971	8029	0.7
E&D CHARGED TO OPER.	322	256	-20.7	0	0	-	26	13	-51.4	0	0	22.2	348	268	-23.0
DEPRECIATION	100	92	-8.1	153	159	4.2	17	14	-16.5	0	0	-0.6	270	265	-1.8
DEPLETION	39	40	2.6	0	0	-	0	0	-2.6	0	0	-	40	41	2.6
WRITE-OFFS, AMORT.	59	97	64.6	-70	1	100.8	-4	-12	-216.4	-14	0	132.5	-29	86	-
NON-CASH CHARGES & EDP	521	485	-6.9	83	160	92.7	40	16	-61.8	-14	1	105.7	629	660	5.0
OTHER EXPENSES	81	60	-25.8	1547	1770	14.4	33	44	34.2	-1	0	100.7	1660	1874	12.9
INCOME BEFORE TAXES	836	1540	84.2	317	-265	-183.7	-69	-90	-30.1	22	6	-71.7	1106	1191	7.6
CURRENT INCOME TAX	421	736	75.2	-115	-267	-132.9	-67	-32	52.3	2	2	-3.6	241	441	82.7
INC.AFT.CURR.INC.TAX	415	802	93.3	432	1	-99.7	-2	-58	-	20	4	-78.8	865	749	-13.3
DEFERRED INCOME TAX	105	125	18.4	288	143	-38.9	7	-25	-	0	0	-	328	243	-24.8
NET INCOME AFTER TAXES	309	677	118.8	224	-142	-163.5	-9	-33	-256.7	20	4	-78.8	544	506	-7.0
CASH FLOW	935	1287	37.5	514	161	-68.7	38	-42	-212.9	6	5	-18.5	1494	1410	-5.6

Appendix C-1

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
1ST HALF

	UPSTREAM 1982 ($ MILLIONS)	UPSTREAM 1983 ($ MILLIONS)	UPSTREAM CHANGE (%)	DOWNSTREAM 1982 ($ MILLIONS)	DOWNSTREAM 1983 ($ MILLIONS)	DOWNSTREAM CHANGE (%)	OTHER OPERATIONS 1982 ($ MILLIONS)	OTHER OPERATIONS 1983 ($ MILLIONS)	OTHER OPERATIONS CHANGE (%)	FOREIGN ACTIVITIES 1982 ($ MILLIONS)	FOREIGN ACTIVITIES 1983 ($ MILLIONS)	FOREIGN ACTIVITIES CHANGE (%)	TOTAL OPERATIONS 1982 ($ MILLIONS)	TOTAL OPERATIONS 1983 ($ MILLIONS)	TOTAL OPERATIONS CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED SECTOR															
TOTAL REVENUES	1773	2036	14.8	312	323	3.5	26	7	-71.0	26	15	-40.9	2136	2376	11.2
PORT & ROYLT & IORT	186	175	-5.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	186	175	-5.8
PCC	0	0	-	9	17	88.4	0	0	-	0	0	-	9	17	88.4
ROYALTIES	519	552	6.3	20	5	-76.5	0	0	-	7	5	-31.3	546	561	2.8
TOT.REV. AFTER RYLTIES	1069	1304	22.0	283	302	6.6	26	7	-71.0	18	10	-44.8	1395	1622	16.3
INTEREST EXPENSES	11	12	4.8	0	0	-16.7	0	0	-	0	0	-	11	12	4.8
OPERATING COSTS	293	306	4.4	3	4	33.5	0	0	-	3	3	-2.5	299	313	4.6
E&D CHARGED TO OPER.	137	97	-29.3	0	0	-	1	2	45.2	7	0	-94.2	146	100	-31.8
DEPRECIATION	47	59	25.4	1	1	5.3	0	-0	-100.7	1	2	91.2	49	62	25.6
DEPLETION	22	32	41.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-100.0	22	32	41.4
WRITE-OFFS, AMORT.	90	35	-61.8	0	0	-100.0	0	0	-16.2	3	2	-43.3	94	36	-61.2
NON-CASH CHARGES & EDP	297	223	-25.2	1	1	-12.4	2	2	16.6	11	4	-64.0	311	230	-26.3
OTHER EXPENSES	18	51	192.9	276	295	7.5	1	0	-66.8	0	1	-	293	347	18.6
INCOME BEFORE TAXES	450	713	58.4	5	2	-57.6	23	5	-77.9	4	2	-48.9	481	722	50.0
CURRENT INCOME TAX	216	325	50.2	0	-1	-385.2	18	-9	-150.8	4	2	-42.5	238	317	38.0
INC.AFT.CURR.INC.TAX	234	388	66.0	4	3	-26.6	14	14	0.2	-0	-0	71.6	252	405	60.9
DEFERRED INCOME TAX	79	102	29.8	0	1	-	5	5	6.9	2	0	-83.6	86	108	25.8
NET INCOME AFTER TAXES	155	286	84.7	4	2	-45.5	9	8	-3.7	-2	-0	82.6	166	297	79.2
CASH FLOW	531	611	14.9	5	4	-24.1	15	16	2.1	11	4	-63.9	563	634	12.7
CANADIAN CONTROLLED SECTOR															
TOTAL REVENUES	2863	3221	12.5	2717	3134	15.3	955	646	-32.3	367	237	-35.4	6902	7238	4.9
PORT & ROYLT & IORT	276	245	-11.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	276	245	-11.4
PCC	0	0	-	212	177	-16.6	0	0	-	0	0	-	212	177	-16.6
ROYALTIES	705	745	5.7	170	200	17.2	0	0	-87.0	9	8	-8.3	886	953	7.8
TOT.REV. AFTER RYLTIES	1881	2231	18.6	2336	2757	18.1	954	646	-32.3	358	229	-36.1	5529	5864	6.1
INTEREST EXPENSES	417	326	-21.9	87	63	-27.7	191	159	-16.7	33	27	-17.0	728	575	-21.0
OPERATING COSTS	517	617	19.2	1116	1734	55.5	227	140	-38.1	228	144	-35.8	2088	2630	26.3
E&D CHARGED TO OPER.	12	8	-27.7	0	0	-	0	0	-98.4	0	0	-	12	8	-29.0
DEPRECIATION	86	112	102.4	73	101	39.8	38	43	12.4	22	14	-35.4	188	270	44.0
DEPLETION	218	245	14.8	0	0	-	0	1	-	59	56	-5.4	274	302	10.1
WRITE-OFFS, AMORT.	40	29	-27.7	-1	3	-	-59	-12	79.2	2	89	-	-18	108	-
NON-CASH CHARGES & EDP	322	394	22.6	72	184	44.4	-21	31	249.7	83	159	92.1	456	688	51.1
OTHER EXPENSES	92	152	64.2	1061	835	-21.3	624	351	-43.7	62	27	-56.6	1839	1365	-25.7
INCOME BEFORE TAXES	534	742	39.0	-1	21	-	-66	-36	46.3	-48	-131	-172.6	418	597	42.6
CURRENT INCOME TAX	20	157	-	26	36	41.5	0	-7	-	14	10	-26.5	59	196	229.9
INC.AFT.CURR.INC.TAX	515	586	13.9	-27	-15	43.4	-67	-29	57.2	-62	-142	-127.7	359	401	11.6
DEFERRED INCOME TAX	530	385	-7.3	16	-36	-331.2	-88	-26	67.1	-24	0	100.3	242	243	0.6
NET INCOME AFTER TAXES	185	280	51.6	-42	21	149.8	13	-2	-118.6	-38	-142	-268.2	117	157	34.3
CASH FLOW	836	980	17.2	45	89	95.7	-88	3	103.8	21	17	-15.2	815	1089	33.7

Appendix C-2

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT
1ST HALF

	UPSTREAM 1982 ($ MILLIONS)	UPSTREAM 1983 ($ MILLIONS)	UPSTREAM CHANGE (%)	DOWNSTREAM 1982 ($ MILLIONS)	DOWNSTREAM 1983 ($ MILLIONS)	DOWNSTREAM CHANGE (%)	OTHER OPERATIONS 1982 ($ MILLIONS)	OTHER OPERATIONS 1983 ($ MILLIONS)	OTHER OPERATIONS CHANGE (%)	FOREIGN ACTIVITIES 1982 ($ MILLIONS)	FOREIGN ACTIVITIES 1983 ($ MILLIONS)	FOREIGN ACTIVITIES CHANGE (%)	TOTAL OPERATIONS 1982 ($ MILLIONS)	TOTAL OPERATIONS 1983 ($ MILLIONS)	TOTAL OPERATIONS CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	435	545	25.3	13	3	-73.0	54	48	-11.2	47	44	-5.6	549	641	16.8
PORT & NOGLT & IORT	44	42	-4.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	44	42	-4.4
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
ROYALTIES	130	123	-5.1	0	0	31.9	0	0	-	0	5	-	130	128	-1.6
TOT.REV. AFTER RYLTIES	261	379	45.4	13	3	-73.3	54	48	-11.2	47	40	-15.4	374	470	25.6
INTEREST EXPENSES	68	73	8.2	0	0	-50.0	6	4	-45.3	2	2	-4.4	76	79	3.3
OPERATING COSTS	76	82	7.2	1	2	26.6	33	35	5.9	12	11	-5.7	123	130	5.8
E&D CHARGED TO OPER.	32	19	-40.3	0	0	-	0	0	-100.0	1	1	-27.3	33	20	-40.0
DEPRECIATION	8	10	21.8	0	0	19.0	2	2	-18.5	0	1	100.5	11	12	16.7
DEPLETION	35	47	34.6	0	0	-35.4	0	0	-	11	9	-12.4	46	56	23.4
WRITE-OFFS, AMORT.	42	21	-50.9	0	0	-100.0	1	1	-37.4	0	2	-	43	23	-46.6
NON-CASH CHARGES & EDP	117	97	-17.5	0	0	-3.1	3	2	-26.1	12	13	4.4	133	112	-15.7
OTHER EXPENSES	60	22	-56.5	10	0	-98.6	6	3	-60.6	3	0	-86.1	71	25	-64.2
INCOME BEFORE TAXES	-60	106	314.5	1	1	6.4	3	4	25.0	16	13	-24.1	-28	125	-
CURRENT INCOME TAX	-4	17	-	-0	-0	-	-1	-0	98.9	8	4	-42.5	3	21	-
INC.AFT.CURR.INC.TAX	-46	90	296.2	1	2	38.5	4	4	-8.2	10	9	-9.8	-31	104	-
DEFERRED INCOME TAX	12	24	96.9	0	0	-53.1	2	1	-56.7	2	-0	-119.1	15	24	56.9
NET INCOME AFTER TAXES	-58	66	214.2	1	2	42.4	2	3	33.4	8	9	10.3	-46	80	273.1
CASH FLOW	71	186	161.7	2	2	26.6	7	6	-16.4	22	22	-2.8	102	216	111.6
CANADIAN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	746	1016	36.3	13	26	105.3	347	314	-9.5	498	428	-14.0	1603	1784	11.3
PORT & NOGLT & IORT	74	82	10.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	74	82	10.6
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
ROYALTIES	208	278	33.6	0	1	-	2	0	-100.0	56	63	13.0	265	342	29.0
TOT.REV. AFTER RYLTIES	464	657	41.6	13	24	94.5	345	314	-9.0	442	365	-17.5	1264	1360	7.6
INTEREST EXPENSES	177	184	4.1	4	0	-95.4	33	31	-5.6	50	40	-19.7	264	256	-3.1
OPERATING COSTS	97	128	31.9	4	7	60.7	128	176	37.2	109	139	27.1	339	450	32.7
E&D CHARGED TO OPER.	14	24	63.1	0	0	-	2	1	-25.1	1	7	-	17	32	82.8
DEPRECIATION	28	24	-11.5	2	1	-33.6	22	15	-31.3	37	34	-7.2	89	75	-15.1
DEPLETION	66	115	74.7	0	0	-100.0	0	0	148.8	42	51	21.8	108	166	54.4
WRITE-OFFS, AMORT.	-1	7	-	0	0	-62.5	-4	-0	88.6	10	5	-44.4	5	12	121.1
NON-CASH CHARGES & EDP	187	176	88.3	2	1	-34.8	21	17	-19.2	89	97	8.7	219	285	30.1
OTHER EXPENSES	35	33	-4.9	1	6	-	149	74	-50.2	111	23	-7.7	296	136	-54.1
INCOME BEFORE TAXES	47	141	200.7	2	10	-	14	16	10.5	83	66	-19.6	145	233	60.4
CURRENT INCOME TAX	-15	-38	-160.5	1	1	-5.5	-1	5	-	43	76	77.3	28	44	55.3
INC.AFT.CURR.INC.TAX	61	178	191.2	1	10	-	15	11	-29.6	40	-10	-124.1	117	189	61.7
DEFERRED INCOME TAX	36	74	108.6	0	3	-	-2	9	-	17	-24	-238.8	51	63	21.9
NET INCOME AFTER TAXES	26	104	305.5	1	6	-	17	1	-92.3	22	15	-34.8	66	126	92.8
CASH FLOW	169	349	106.6	3	11	281.0	36	27	-23.6	129	87	-32.2	336	474	41.1

SCHEDULE 2

SOURCES AND USES OF FUNDS
1ST HALF

	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
CASH GENERATED BY OPERATION	3310	3824	15.5	1494	1410	-5.6	563	634	12.7
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	2226	821	-63.1	262	309	18.1	0	13	-
ISSUE OF SHARES	782	791	1.1	4	168	-	6	3	-52.7
GRANTS (PIP & OTHERS)	492	623	26.6	46	39	-14.6	19	25	28.3
ALL OTHER SOURCES	936	1480	58.2	336	198	-40.9	161	18	-88.7
WORKING CAPITAL DECREASE	4395	927	-78.9	284	355	25.2	11	7	-33.7
TOTAL SOURCES OF FUNDS	12141	8465	-30.3	2425	2480	2.3	761	701	-7.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4902	4364	-11.0	1611	1592	-12.1	375	362	-3.4
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	329	133	-59.5	0	1	-	0	0	-100.0
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	288	134	-53.5	7	0	-98.1	15	4	-69.7
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	616	267	-56.7	7	1	-85.0	15	4	-70.1
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	5519	4631	-16.1	1617	1593	-12.3	390	366	-5.9
DIVIDENDS	574	512	-10.7	321	315	-1.8	25	1	-96.3
REDUCTION OF EQUITY	259	85	-67.2	46	0	-99.5	33	0	-100.0
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	833	597	-28.3	367	315	-14.0	58	1	-98.4
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	2083	922	-54.0	6	99	-	13	105	-
ALL OTHER APPLICATIONS	3395	1316	-61.2	137	243	77.6	192	98	-50.7
WORKING CAPITAL INCREASE	392	998	154.6	98	229	133.9	108	134	24.1
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	12141	8465	-30.3	2425	2480	2.3	761	701	-7.9

	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
CASH GENERATED BY OPERATION	815	1089	33.7	102	216	111.5	336	474	41.1
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	483	105	-78.2	476	83	-82.5	1087	311	-69.1
ISSUE OF SHARES	387	449	16.0	7	38	-	377	132	-65.0
GRANTS (PIP & OTHERS)	364	483	32.6	3	6	70.1	59	70	18.5
ALL OTHER SOURCES	251	991	294.5	54	170	216.4	134	102	-23.6
WORKING CAPITAL DECREASE	3707	265	-92.9	174	52	-70.1	220	248	12.5
TOTAL SOURCES OF FUNDS	6007	3382	-43.7	816	566	-30.7	2133	1337	-37.3
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	1798	1678	-6.6	226	175	-22.2	694	557	-19.7
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	115	38	-66.6	15	3	-78.8	198	91	-54.3
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	106	13	-87.4	14	1	-91.8	146	115	-21.6
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	221	52	-76.6	29	5	-84.2	345	285	-40.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	2019	1730	-14.3	255	180	-29.3	1038	762	-26.6
DIVIDENDS	172	146	-15.0	14	19	36.0	41	31	-25.4
REDUCTION OF EQUITY	63	41	-35.4	112	41	-63.1	6	3	-54.3
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	235	187	-20.4	126	60	-52.0	48	34	-29.2
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	1897	329	-82.9	10	162	-	76	231	204.0
ALL OTHER APPLICATIONS	1793	778	-56.6	392	57	-85.4	888	143	-83.8
WORKING CAPITAL INCREASE	63	362	-	33	186	221.6	91	168	84.7
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	6007	3382	-43.7	816	566	-30.7	2133	1337	-37.3

SCHEDULE 3

UPSTREAM CANADIAN CAPITAL EXPENDITURES BY LOCATION
1ST HALF

	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
	TOTAL CANADIAN			PROVINCES			CANADA LANDS		
TOTAL INDUSTRY									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	599	518	-13.5	504	480	-4.8	95	39	-59.6
EXPLORATION-DRILLING	1056	1275	20.9	582	524	-9.9	473	751	58.7
TOTAL EXPLORATION	1654	1793	8.4	1085	1004	-7.5	569	790	38.9
DEVELOPMENT DRILLING	431	333	-22.6	429	321	-25.1	2	12	-
PRODUCTION	649	518	-20.2	598	435	-27.2	51	83	61.7
NON-CONV.HEAVY OIL & OIL SANDS	199	157	-21.4	199	157	-21.4	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	2933	2801	-4.5	2311	1917	-17.1	621	884	42.3
FOREIGN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	282	267	-5.1	243	253	4.2	39	14	-63.3
EXPLORATION-DRILLING	432	369	-14.6	260	217	-16.8	172	152	-11.4
TOTAL EXPLORATION	714	636	-10.9	503	470	-6.6	211	167	-21.8
DEVELOPMENT DRILLING	164	147	-10.8	164	136	-17.3	0	11	-
PRODUCTION	343	278	-19.8	295	193	-34.6	48	82	71.3
NON-CONV.HEAVY OIL & OIL SANDS	151	125	-17.3	151	125	-17.3	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	1372	1183	-13.8	1113	923	-17.1	259	260	0.2
CANADIAN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	317	251	-21.0	261	226	-13.3	56	24	-57.0
EXPLORATION-DRILLING	623	906	45.4	321	308	-4.3	301	599	98.7
TOTAL EXPLORATION	940	1157	23.1	583	534	-8.3	358	623	74.2
DEVELOPMENT DRILLING	266	187	-29.9	265	185	-29.9	2	1	-22.9
PRODUCTION	306	242	-20.7	303	242	-20.0	3	0	-88.2
NON-CONV.HEAVY OIL & OIL SANDS	48	32	-33.9	48	32	-33.9	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	1560	1618	3.7	1198	993	-17.1	362	625	72.4

SCHEDULE 4

CAPITAL EXPENDITURES BY ACTIVITY 1ST HALF

	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
EXPLORATION	1654	1792	8.3	412	344	-16.5	210	210	-0.0
DEVELOPMENT	431	333	-22.6	74	58	-22.4	32	33	3.3
PRODUCTION	649	518	-20.2	193	178	-7.7	99	67	-32.6
OIL SANDS	199	157	-21.4	127	114	-10.4	11	9	-15.7
TOTAL UPSTREAM	2932	2801	-4.5	807	694	-14.0	352	319	-9.2
TOTAL DOWNSTREAM	1176	854	-27.3	784	696	-11.3	1	1	89.9
URANIUM	7	2	-76.4	1	0	-78.2	0	-0	-
COAL	99	60	-39.6	64	16	-74.1	3	39	-
ALL OTHERS	688	646	-6.1	154	185	19.9	19	2	-88.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4982	4364	-11.0	1811	1592	-12.1	375	362	-3.4
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	616	267	-56.7	7	1	-85.8	18	4	-78.1
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	5819	4631	-16.1	1817	1593	-12.3	390	366	-5.9
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
EXPLORATION	748	963	36.1	92	82	-10.4	208	193	-3.5
DEVELOPMENT	198	113	-26.9	58	56	-3.9	112	74	-34.1
PRODUCTION	221	187	-18.7	51	30	-41.6	84	56	-34.0
OIL SANDS	48	31	-35.7	13	2	-87.3	0	1	-
TOTAL UPSTREAM	1164	1293	11.1	214	170	-20.7	395	325	-17.7
TOTAL DOWNSTREAM	296	67	-77.3	0	0	-	95	91	-4.5
URANIUM	0	0	-100.0	4	1	-78.5	1	0	-69.6
COAL	32	4	-87.5	0	0	-82.9	0	0	-
ALL OTHERS	305	314	2.6	7	5	-33.3	202	140	-30.5
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	1798	1670	-6.6	226	175	-22.2	694	557	-19.7
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	221	52	-76.6	29	5	-84.2	348	205	-40.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	2019	1730	-14.3	255	180	-29.3	1038	762	-26.4

SCHEDULE 6

BALANCE SHEET

	DEC.31 1982 ($ MILLIONS)	JUNE 30 1983 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	DEC.31 1982 ($ MILLIONS)	JUNE 30 1983 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	DEC.31 1982 ($ MILLIONS)	JUNE 30 1983 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
INVENTORIES	6811	6142	-9.8	4224	3885	-8.0	242	253	4.6
ACCOUNTS RECEIVABLE	9882	8139	-9.6	3686	3369	-6.6	1299	1128	-13.2
OTHER CURRENT ASSETS	3688	4225	14.5	1941	1993	2.6	469	568	19.2
TOTAL CURRENT ASSETS	19581	18506	-8.1	9771	9246	-8.4	2011	1941	-3.8
NET FIXED ASSETS	83073	85867	3.8	13686	14362	8.2	3422	3528	3.1
OTHER LONG-TERM ASSETS	6368	6693	5.2	1482	1758	14.7	287	303	5.6
TOTAL ASSETS	78934	80266	1.7	24989	25388	1.6	5720	5772	0.9
ACCOUNTS PAYABLE	8198	7344	-10.3	3681	3347	-9.8	537	566	5.3
OTHER CURRENT LIABILITIES	6661	6441	-3.3	1138	1085	-4.8	393	168	-57.2
TOTAL CURRENT LIABILITIES	14881	13785	-7.2	4731	4332	-8.4	930	734	-21.1
LONG-TERM DEBT	16567	16463	-0.2	1352	3563	6.3	132	48	-69.8
PREPAYMENT FOR DEF. PROD.	2826	2861	3.8	592	620	4.6	373	378	1.4
ACCUM. DEF. INCOME TAX	8783	9380	6.8	3539	3719	5.1	892	1000	12.1
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	5372	5852	8.9	114	167	46.7	428	356	-16.8
EQUITY	29401	30726	4.4	12581	12907	2.6	2965	3264	10.1
TOTAL LIAB. DEF TAXES & EQUITY	78934	80266	1.7	24989	25388	1.6	5720	5772	0.9
WORKING CAPITAL	4686	4721	1.8	5041	4918	-2.8	1081	1207	11.7
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	13799	15341	11.2	6064	6352	4.8	1671	1764	5.5
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
INVENTORIES	2858	1719	-16.1	52	47	-8.7	243	238	-2.2
ACCOUNTS RECEIVABLE	2989	2657	-11.1	242	226	-13.8	846	759	-10.2
OTHER CURRENT ASSETS	624	1036	65.9	104	225	116.6	549	411	-25.1
TOTAL CURRENT ASSETS	5663	5412	-4.4	418	498	19.2	1638	1408	-14.0
NET FIXED ASSETS	23671	24530	3.6	3056	3046	-0.3	9267	9651	3.6
OTHER LONG-TERM ASSETS	3148	3117	-0.7	382	414	8.5	1078	1159	8.3
TOTAL ASSETS	32474	33060	1.8	3855	3958	2.7	11976	12169	1.6
ACCOUNTS PAYABLE	3088	2768	-10.2	223	158	-29.1	749	669	-10.7
OTHER CURRENT LIABILITIES	4074	4041	-0.8	394	486	23.2	671	662	-1.4
TOTAL CURRENT LIABILITIES	7164	6886	-4.9	616	643	4.3	1428	1271	-10.8
LONG-TERM DEBT	7482	7326	-2.1	1837	1758	-4.3	5764	5776	1.3
PREPAYMENT FOR DEF. PROD.	597	611	2.3	186	133	8.6	331	338	2.1
ACCUM. DEF. INCOME TAX	3049	3305	8.4	305	328	7.7	998	1028	2.9
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	4311	4719	9.4	117	179	53.3	491	436	7.3
EQUITY	9868	10293	4.2	894	916	7.3	3121	3325	6.6
TOTAL LIAB. DEF TAXES & EQUITY	32474	33060	1.8	3855	3958	2.7	11976	12169	1.6
WORKING CAPITAL	-1491	-1394	-6.5	-198	-145	-27.1	210	138	-34.7
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	3885	4684	22.4	698	778	11.6	1572	1881	14.8

SCHEDULE 6

VOLUME AND VALUE OF PRODUCTION

- - - - - - - - - PROVINCIAL PRODUCTION - - - - - - - - -

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	N/A	2119.3	N/A	N/A	23.2	N/A	N/A	346.4	N/A
CONV. CRUDE - OTHER	N/A	21564.8	N/A	N/A	921.6	N/A	N/A	3268.0	N/A
CONVENTIONAL CRUDE OIL	24318.0	23679.3	-2.6	967.4	944.7	-2.3	2922.8	3614.4	23.7
OIL SANDS	3821.9	4828.8	89.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	26948.0	25316.3	-6.0	3247.5	2359.8	-27.3	269.8	288.2	6.8
NATURAL GAS LIQUIDS	6284.9	5908.9	-5.5	28.3	22.3	-12.8	0.9	13.7	9999.9
TOTAL - VOLUME	60834.8	59727.3	-1.3	4240.3	3326.9	-21.5	3192.4	3913.3	22.6
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	N/A	836.7	N/A	N/A	6.2	N/A	N/A	79.7	N/A
CONV. CRUDE - OTHER	N/A	4838.6	N/A	N/A	170.9	N/A	N/A	575.2	N/A
CONVENTIONAL CRUDE OIL	3645.1	4675.3	28.4	148.4	177.1	26.1	410.1	654.9	59.7
OIL SANDS	786.8	1262.9	60.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	2662.3	2670.7	0.3	264.4	211.8	-20.5	10.3	14.6	41.8
NATURAL GAS LIQUIDS	737.5	931.3	26.3	2.8	3.5	21.9	0.1	0.2	187.5
TOTAL - VALUE	7829.7	9440.3	20.6	489.6	392.3	-4.2	420.4	669.7	59.3

- - - - - - - PRODUCTION BY COMPANY GROUPS - - - - - -

	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	N/A	2499.3	N/A	N/A	865.2	N/A	N/A	914.9	N/A
CONV. CRUDE - OTHER	N/A	26826.9	N/A	N/A	11253.2	N/A	N/A	5161.1	N/A
CONVENTIONAL CRUDE OIL	28889.2	28526.3	0.1	12763.6	12118.4	-5.1	5622.6	5676.8	0.9
OIL SANDS	3821.9	4828.8	59.5	1818.9	2774.3	52.5	326.8	406.8	25.3
MARKETABLE NATURAL GAS	30649.4	28124.4	-8.2	8338.6	7596.3	-8.9	5290.2	4839.1	-8.5
NATURAL GAS LIQUIDS	6280.3	5944.9	-5.3	2647.2	2650.8	0.1	1888.2	649.7	-12.7
TOTAL - VOLUME	68852.8	67416.4	-1.5	25568.4	26139.8	-1.7	12324.9	11870.8	-3.7
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	N/A	826.7	N/A	N/A	231.3	N/A	N/A	122.3	N/A
CONV. CRUDE - OTHER	N/A	4830.7	N/A	N/A	2131.6	N/A	N/A	959.4	N/A
CONVENTIONAL CRUDE OIL	4229.4	5457.4	29.0	1895.9	2363.0	24.6	842.9	1081.6	28.3
OIL SANDS	786.8	1262.9	60.5	448.5	712.9	59.0	92.7	111.5	20.2
MARKETABLE NATURAL GAS	2961.9	2914.4	-1.6	835.8	812.4	-2.8	513.5	497.6	-3.1
NATURAL GAS LIQUIDS	740.5	934.9	26.3	319.9	416.1	30.1	122.6	143.2	16.8
TOTAL - VALUE	8718.7	10859.6	21.2	3500.1	4304.3	23.0	1571.7	1833.9	16.7

	- CANADIAN CONTROLLED SENIOR -			-- FOREIGN CONTROLLED JUNIOR -			- CANADIAN CONTROLLED JUNIOR -		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	N/A	707.1	N/A	N/A	110.6	N/A	N/A	301.5	N/A
CONV. CRUDE - OTHER	N/A	6802.3	N/A	N/A	1262.3	N/A	N/A	1848.8	N/A
CONVENTIONAL CRUDE OIL	7139.7	7209.4	1.0	1328.8	1372.9	3.3	1645.5	2149.5	30.6
OIL SANDS	876.8	1617.8	84.6	3.8	4.8	50.8	8.8	19.8	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	10629.6	8808.6	-17.1	2288.7	1982.9	-9.9	4190.5	4897.6	16.9
NATURAL GAS LIQUIDS	2018.5	1958.1	-3.0	169.8	168.3	-0.4	357.4	216.8	-39.8
TOTAL - VOLUME	20663.8	19593.1	-5.2	3791.5	3528.7	-4.7	6193.4	7284.9	17.6
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	N/A	176.8	N/A	N/A	26.6	N/A	N/A	72.5	N/A
CONV. CRUDE - OTHER	N/A	1157.9	N/A	N/A	241.3	N/A	N/A	340.4	N/A
CONVENTIONAL CRUDE OIL	1038.3	1332.8	28.3	199.8	267.9	34.7	253.4	412.9	63.0
OIL SANDS	245.1	432.3	76.4	0.5	1.0	108.4	0.8	5.1	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	1805.8	892.3	-11.3	288.7	210.3	2.2	401.1	501.8	25.1
NATURAL GAS LIQUIDS	236.3	312.0	32.0	19.8	27.4	40.3	42.2	36.3	-13.9
TOTAL - VALUE	2525.5	2968.4	17.5	424.7	506.6	19.3	696.7	956.2	37.2

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Petroleum Monitoring Agency Canada

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PETROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITE 1983

PREMIER SEMESTRE

Canada

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER

CANADA

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ

PREMIER SEMESTRE 1983

Des exemplaires sont disponibles, sur demande, à la Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1983

N° de cat. M 27-22/1983-1F

ISBN 0-662-92388-X

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

L'honorable Jean Chrétien
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai le plaisir de vous soumettre le présent rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz au cours du premier semestre de 1983.

Ce rapport est préparé à partir des données fournies par les 100 plus grandes sociétés qui comptent pour 95 % de l'ensemble des recettes de l'industrie pétrolière. Dès lors, ces données devraient traduire assez fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures au Canada.

L'amélioration marquée de la situation des bénéfices au cours du premier semestre de 1983 par rapport à la même période en 1982 n'est pas surprenante, étant donné la faiblesse de l'industrie et de l'économie au cours du premier semestre de l'an dernier. Le prochain rapport de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier qui doit être rendu public vers le milieu de 1984, permettra d'indiquer dans quelle mesure la reprise constatée jusqu'à présent dans le secteur amont s'est poursuivie tout au cours de l'année 1983.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

Ralph L. Gillen

le 30 novembre 1983

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 996-4444

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ
PREMIER SEMESTRE 1983
TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS	i
1 - **RENDEMENT FINANCIER**	1-1
L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ	1-1
Bénéfices nets	1-3
Importance relative des frais d'intérêt	1-4
LE SECTEUR AMONT	1-6
LE SECTEUR AVAL	1-8
L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA	1-8
L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER	1-8
2 - **SOURCES DES FONDS**	2-1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-2
SOURCES EXTERNES DE FONDS	2-3
3 - **AFFECTATIONS DES FONDS**	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
RATIO DES INVESTISSEMENTS	3-4
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	3-5
AUTRES AFFECTATIONS	3-6
4 - **COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES**	4-1
BÉNÉFICES NETS	4-1
DÉPENSES D'IMMOBILISATION	4-2

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Page

Tableaux

Tableau 1	Aperçu de l'activité	1-2
Tableau 2	Rendement financier par secteur	1-7
Tableau 3	Résumé -- Sources de fonds	2-1
Tableau 4	Ressources d'autofinancement par secteur et par type de sociétés	2-2
Tableau 5	Subventions PESP, par région et par secteur	2-4
Tableau 6	Résumé -- Affectations des fonds	3-1
Tableau 7	Dépenses de capital	3-2
Tableau 8	Comparaison des dépenses d'immobilisation - Industrie pétrolière et toutes autres industries canadiennes	4-2

Graphiques

Graphique 1	Bénéfices nets de l'ensemble de l'activité	1-3
Graphique 2	Comparaison des frais d'intérêts et du revenu avant impôt	1-5
Graphique 3	Dépenses d'exploration au Canada	3-3
Graphique 4	Ratio des investissements - Secteur amont	3-5
Graphique 5	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	3-6
Graphique 6	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et toutes autres industries canadiennes	4-1

ANNEXES

		Page
A	**GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS**	A-1
B	**TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	B-1
2	Prix du pétrole brut canadien: 1979-1983	B-2
3	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux redevances semblables	B-3
4	Bénéfices nets par type de sociétés	B-4
5	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôt	B-5
6	Ventillation des subventions du PESP, selon les régions et les types de dépenses	B-6
7	Puits achevés et mètres de forage au Canada	B-7
8	Dépenses de capital amont - Terres provinciales	B-8
9	Dépenses d'exploration au Canada, par emplacement	B-9
10	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-10
11	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-11
12	Paiements de dividendes	B-12
13	Taux de rendement de l'avoir des actionnaires	B-13
C	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et dépenses	C-1
2	Sources et affectations des fonds	C-4
3	Dépenses de capital amont au Canada, par emplacement	C-5
4	Dépenses de capital, par activité	C-6
5	Bilan	C-7
6	Volume et valeur de production	C-8

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

PREMIER SEMESTRE DE 1983

RENDEMENT FINANCIER

● **L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ**

Recettes et profits: Les recettes de l'industrie se sont accrues de 3 % pour se chiffrer à 27,3 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1983, par rapport à la même période en 1982, par suite de l'augmentation des prix du pétrole et du gaz naturel, ce qui a eu pour effet d'annuler la baisse des recettes dans d'autres secteurs économiques. Les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité se sont accrus de 38 % pour passer à 1,2 milliard de dollars. Les bénéfices réalisés dans le secteur en amont ont plus qu'annulé les pertes subies dans les autres secteurs. L'augmentation des recettes nettes était surtout imputable à:

- ✔une augmentation des prix du pétrole brut et du gaz naturel
- ✔une baisse du taux des redevances et des taxes énergétiques
- ✔une baisse des frais d'intérêt par suite de la diminution des taux d'intérêt, ce qui a surtout profité aux sociétés contrôlées par des Canadiens
- ✔une baisse des coûts d'exploration et de mise en valeur qui ont été engagés, par rapport aux recettes courantes.

● Comparaison des résultats obtenus par des sociétés sous contrôle canadien à ceux des sociétés sous contrôle étranger: Le revenu net des sociétés sous contrôle étranger s'est accru de 33 %, pour passer à 880 millions de dollars. Une hausse des bénéfices du secteur des activités en amont (jusqu'à 625 millions de dollars) a plus que compensé une baisse de 365 millions de dollars du revenu net du secteur des activités en aval; ce dernier secteur a enregistré une perte de 140 millions de dollars au cours du premier semestre de 1983.

Le revenu net des sociétés sous contrôle canadien s'est accru de 55 % par rapport au niveau du premier semestre difficile de 1982, pour passer à 285 millions de dollars; le secteur des activités en aval a enregistré une hausse des bénéfices de 175 millions de dollars. Une baisse des frais d'intérêt résultant d'une diminution des taux d'intérêt au cours du premier semestre de 1983, par rapport à la même période en 1982, a également contribué à une hausse des bénéfices. Une réduction plus importante de la valeur de l'actif associée aux activités du secteur sous contrôle étranger, toutefois, a influé négativement sur le rendement du secteur sous contrôle canadien.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

PREMIER SEMESTRE 1983

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- Les recettes en amont se sont accrues de 18 % pour passer à 11,2 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1983 par rapport à la même période au cours de 1982, par suite d'une hausse des prix à la tête du puits du pétrole brut et du gaz naturel. Le revenu net en amont a plus que doublé pour s'établir à 1,4 milliard de dollars à cause d'une hausse des recettes et de la diminution des taux de redevances dans les provinces et de celle de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, et de la suspension de la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires. La baisse des frais d'intérêt a également contribué à la hausse des bénéfices du secteur amont.

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes en aval ont enregistré une baisse de 3 % pour s'établir à 14,2 milliards de dollars par suite d'une concurrence intense résultant d'une baisse du prix des produits à la suite des tentatives des sociétés de maintenir leur part d'un marché où s'est manifesté un certain resserrement. Les activités en aval ont enregistré une perte de 110 millions de dollars au cours du premier semestre de 1983 comparativement à un bénéfice d'environ 200 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1982. Une hausse des coûts d'exploitation en aval et une baisse des recettes ont contribué à une diminution nette des bénéfices nets.

SOURCES DES FONDS

Au total, les fonds à la disposition de l'industrie se sont établis à 8,5 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1983 comparativement à 12,1 milliards de dollars au cours de la même période en 1982.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 16 %, pour passer à 3,8 milliards de dollars; cette augmentation est surtout attribuable à une hausse de 870 millions des ressources d'autofinancement du secteur d'amont. Cette hausse a plus que compensé une baisse des ressources d'autofinancement dans tous les autres secteurs.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

PREMIER SEMESTRE 1983

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Les sources externes de fonds ont décru de façon marquée pour passer de 8,8 milliards de dollars à 4,6 milliards de dollars. Deux facteurs ont contribué à cette chute: une baisse de la nouvelle dette à long terme (imputable à un ralentissement des activités d'acquisition; et à une importante réduction du fonds de roulement.

- Subventions PESP: Les sociétés déclarantes ont évalué les subventions à recevoir en vertu du PESP à 560 millions de dollars, soit 26 % de plus qu'au cours du premier semestre de 1982, et plus de 90 % de ces subventions sont allées à des sociétés sous contrôle canadien.

AFFECTATIONS DES FONDS

DÉPENSES DE CAPITAL

- Total des dépenses de capital: Au cours du premier semestre de 1983, ces dépenses se sont établies dans l'ensemble à 4,6 milliards de dollars, soit une baisse de 16 % par rapport à la même période en 1982. Une baisse des dépenses de mise en valeur et de production au Canada ainsi qu'une chute des dépenses en aval et une diminution des dépenses engagées à l'étranger ont contribué à cette diminution.

- Dépenses d'exploration au Canada: Ces dépenses d'exploration se sont accrues de 8 % pour passer à 1,8 milliard de dollars; la diminution de 8 % des dépenses engagées dans les terres sous juridiction provinciale a été plus que compensée par une hausse de 39 % des dépenses engagées dans les Terres du Canada. Les dépenses au titre de l'exploration engagées par le secteur sous contrôle étranger ont chuté de 11 % tandis que les dépenses engagées par les sociétés sous contrôle canadien augmentaient de 23 %.

- Dépenses en aval: Les dépenses en aval ont chuté de 27 % pour s'établir à 855 millions de dollars, surtout par suite des maigres possibilités offertes par les produits d'hydrocarbures et de l'exécution d'importants projets à des périodes antérieures.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

PREMIER SEMESTRE 1983

RATIO DES INVESTISSEMENTS

- La hausse des ressources d'autofinancement en amont ne s'est pas traduite par une hausse des dépenses de capital en amont au cours du premier semestre de 1983. L'industrie a réinvesti 64 % des ressources d'autofinancement tirées de ses activités en amont au cours du premier semestre de 1983, par rapport à 96 % au cours de la période précédente. Le taux de réinvestissement a été plus élevé chez les sociétés sous contrôle canadien (80 %) que celui des sociétés sous contrôle étranger (53 %).

DIVIDENDES

- Les dividendes ont diminué de 11 % pour s'établir à environ 510 millions de dollars. Les paiements de dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont représenté 62 % de leur bénéfice net comparativement aux dividendes versés par les sociétés sous contrôle étranger, qui représentaient 38 % de leurs bénéfices nets.

RENDEMENT COMPARATIF: INDUSTRIES PÉTROLIÈRES ET AUTRES

BÉNÉFICES NETS

- Les données de Statistique Canada démontrent que les bénéfices nets de l'industrie pétrolière tirés de son activité au Canada au cours du premier semestre de 1983 se sont accrus de 40 % comparativement à une hausse de 48 % chez toutes les autres industries à caractère non financier au Canada. En obtenant 37 % de l'ensemble des profits par rapport à toutes les autres industries à caractère non financier (sauf le secteur pétrolier), l'industrie pétrolière a néanmoins enregistré une perte de 3 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1982.

DÉPENSES DE CAPITAL

- Les dépenses de capital engagées par l'industrie pétrolière n'ont décru que de façon marginale au cours du premier semestre de 1983 par rapport à la période correspondante de 1982. Cette baisse était toutefois plus faible que dans le cas de la plupart des autres industries et les dépenses de l'industrie pétrolière exprimées en pourcentage de l'ensemble des dépenses de capital de toutes les autres industries à caractère non financier sont passées de 47 % au cours du premier semestre de 1982 à 58 % au cours de la même période en 1983.

1 - RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits, combinée à l'accroissement de la production de pétrole brut, a plus que compensé la diminution des ventes de gaz naturel et de produits raffinés à base de pétrole, de même que la baisse des recettes dans les autres secteurs d'activité. Les recettes totales de l'industrie se sont accrues de 3 % pour passer à 27,3 milliards de dollars, malgré une diminution de la consommation de pétrole et de gaz naturel (annexe B-1).

Les bénéfices nets pour l'ensemble de l'activité ont augmenté de 38 % par rapport au premier semestre de 1982, pour atteindre 1,2 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1983. Les profits du secteur amont ont plus que doublé pour se chiffrer à 1,4 milliard de dollars, alors que le secteur aval a connu une baisse de 300 millions de dollars à ce chapitre, ce qui a occasionné une perte de 110 millions dans ce secteur(1). Des pertes ont également été enregistrées dans l'activité autre au Canada et dans l'activité à l'étranger.

Voici les quatre principaux facteurs responsables de la hausse des bénéfices nets:

- la hausse des prix en amont du pétrole brut et du gaz naturel;
- la baisse du taux des redevances et des taxes sur l'énergie;
- la baisse des frais d'intérêt, qui a eu une incidence particulière sur les sociétés sous contrôle canadien ayant un niveau élevé d'endettement;
- la diminution des dépenses d'exploration et de mise en valeur, imputée aux activités courantes.

---

(1) Un glossaire des termes techniques constitue l'annexe A.

Tableau 1

APERÇU DE L'ACTIVITÉ (a)

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	-- en millions de $		---	(%)
RECETTES TOTALES	26,6	27,3	0,7	3
moins: Frais d'exploitation	10,8	11,6	0,8	7
Frais d'intérêt	1,3	1,1	(0,2)	(10)
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	6,5	6,0	(0,5)	(7)
Autres dépenses(b)	5,9	5,7	(0,2)	(3)
DÉDUCTIONS TOTALES	24,5	24,5	-	-
REVENU AVANT IMPÔT	2,1	2,9	0,8	35
moins: Impôt courant	0,6	1,0	0,4	81
Impôt reporté	0,7	0,7	-	(5)
BÉNÉFICES NETS	0,9	1,2	0,3	38

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact en raison de l'arrondissement des chiffres. Voir le tableau 2 (page 1-7) pour ventilation par secteur d'activité.

(b) La rubrique "autres dépenses" comprend les coûts des biens achetés et revendus, les frais à valeur financière variable, les dépenses d'exploration et de mise en valeur attribuées aux activités courantes et autres dépenses diverses.

a. Bénéfices nets

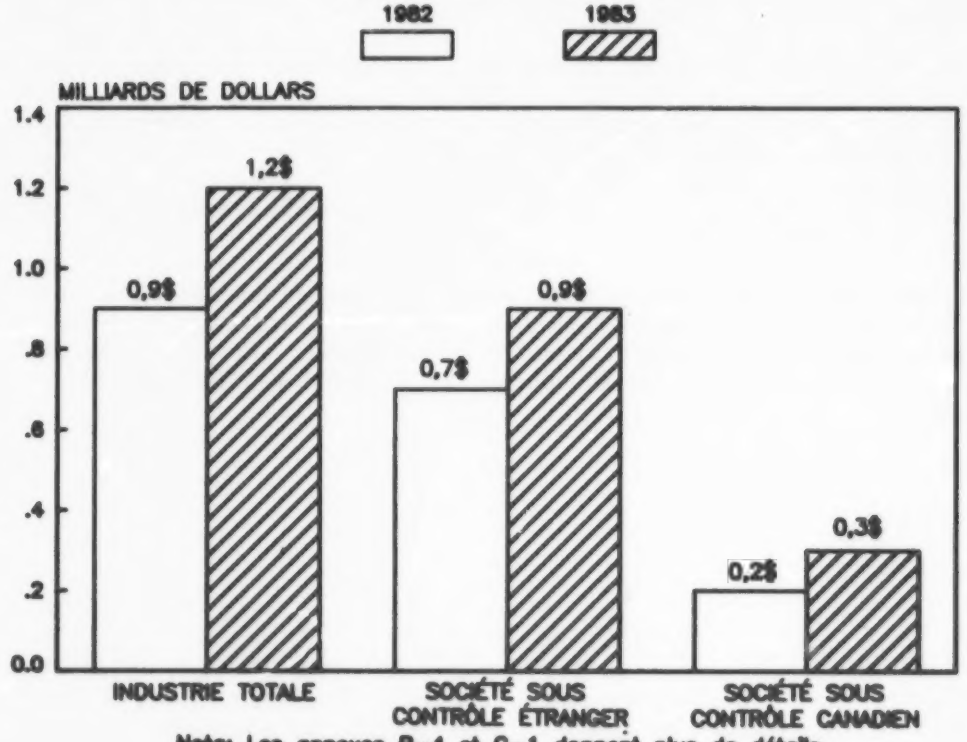
L'analyse de l'augmentation des bénéfices nets, de l'ordre de 38 % dans tous les secteurs de l'industrie, a permis de révéler des écarts marqués dans la croissance des profits dans le cas des secteurs sous contrôle étranger et sous contrôle canadien: la hausse dans le premier cas étant de 33 %, pour ainsi s'établir à 883 millions, tandis que dans le deuxième cas, cette hausse équivalait à 55 %, pour ainsi se chiffrer à 284 millions de dollars, par rapport au premier semestre difficile de 1982.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont profité d'une augmentation des profits de l'ordre de 623 millions de dollars des secteurs d'activité en amont, surtout par suite d'une baisse des taux des taxes énergétiques et des redevances. Ce gain a plus que compensé la baisse de 367 millions des profits des secteurs en aval, qui ont affiché une perte de 138 millions de dollars (Annexe B-4).

Graphique 1

BÉNÉFICE NETS DE L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

(premier semestre)



Nota: Les annexes B-4 et C-1 donnent plus de détails.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté d'environ 100 millions de dollars au cours du premier semestre de 1983; les activités en amont ont enregistré une hausse de 174 millions de dollars, qui a été annulée par des baisses dans les autres activités. La baisse des frais d'intérêt, de l'ordre de 160 millions de dollars, résultant d'une diminution des taux d'intérêt au cours du premier semestre de 1983, a contribué à la hausse des profits. Toutefois, la diminution de la valeur de l'actif étranger, de l'ordre de 83 millions de dollars, comparativement à ce qui a été réalisé au cours de la période correspondante a ralenti quelque peu la hausse du rendement.

b. Importance relative des frais d'intérêt

Pour l'ensemble de l'industrie, le revenu avant impôt et les frais d'intérêt dépensés ont été de 2,9 fois supérieurs à l'ensemble des frais d'intérêt, aussi bien dépensés que capitalisés, rapport qui était de 2,2 fois au cours de la période précédente. Bien que les frais d'intérêt constituent toujours un poste de dépenses important dans le cas des sociétés sous contrôle canadien, la diminution des frais d'intérêt aux cours du premier semestre de 1983 a permis d'alléger les pressions sur le revenu net et les ressources d'autofinancement. Dans le cas de ces sociétés, une diminution de 204 millions de dollars des frais d'intérêt dépensés et capitalisés combinée à une augmentation substantielle de leur revenu avant impôt a permis d'améliorer le rapport frais d'intérêt/revenu avant impôt qui est passé de 1,2 fois à 1,6 fois.

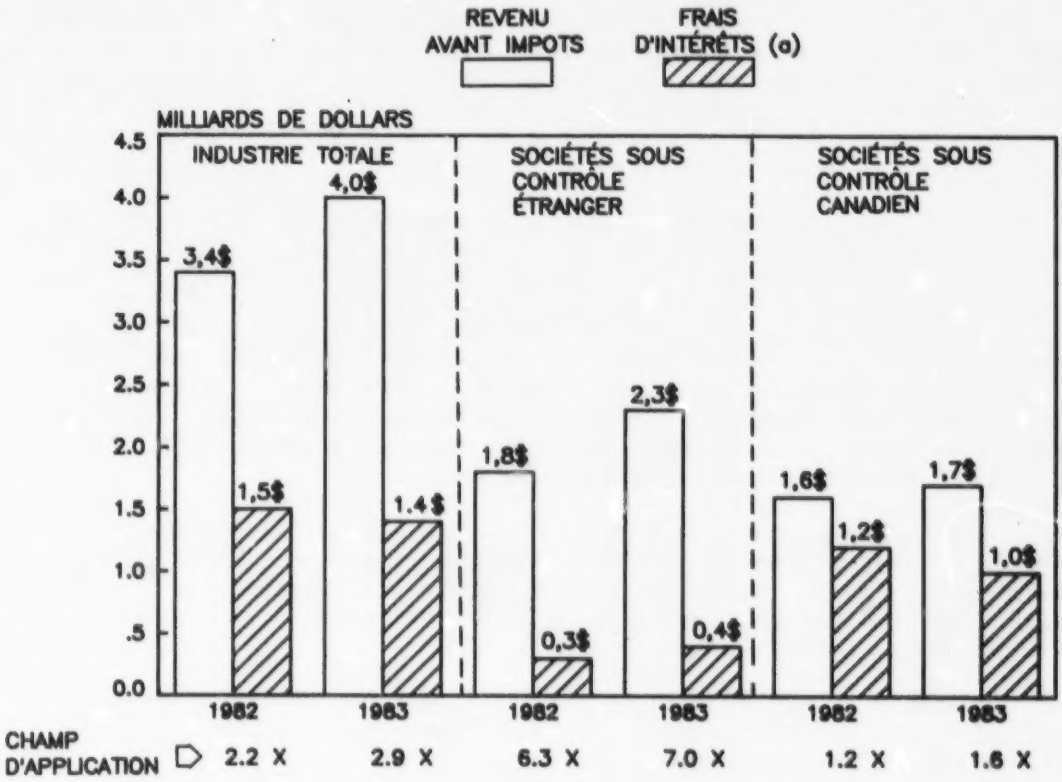
La dette à long terme des sociétés sous contrôle étranger était plus élevée au début de 1983 qu'à la fin du premier semestre de 1982, par suite d'une hausse des emprunts au cours du dernier semestre de 1983. Par conséquent, malgré une baisse des taux d'intérêt, les frais d'intérêt ont légèrement augmenté. Néanmoins, l'augmentation du revenu avant impôt a suffi à améliorer le rapport frais d'intérêt/revenu avant impôt qui est passé de 6,3 fois à 7,0 fois.

L'analyse des frais d'intérêt ne porte que sur l'ensemble des activités de l'industrie étant donné que les sociétés n'affectent pas de façon uniforme les frais d'intérêt parmi les différents secteurs économiques - amont, aval, activité autre au Canada, et activité à l'étranger.

Graphique 2

COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊTS ET DU REVENU AVANT IMPÔT

(premier semestre)



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt et dépensés et capitalisés. L'annexe B-5 donne plus de détails.

SECTEUR AMONT

Les recettes du secteur amont ont augmenté de 18 % pour se chiffrer à 11,2 milliards de dollars, par suite de la hausse des prix à la tête de puits[1] et d'une augmentation de 4 % de la production de pétrole brut (Annexe B-1). Le remplacement des importations de pétrole de l'étranger et l'augmentation des exportations de pétrole brut et de produits raffinés ont permis cette augmentation de la production, malgré la baisse soutenue de la consommation nationale. Toutefois, la diminution des ventes de gaz naturel (baisse de 9 %) sur le marché national aussi bien que sur le marché des exportations, a eu pour effet de tempérer la croissance dans le secteur amont.

Les bénéfices nets du secteur amont, qui se situent à 1,4 milliard de dollars, ont plus que doublé au cours du premier semestre de 1983; cette augmentation est attribuable surtout à la réduction des taux de redevances et de taxes sur l'énergie, pratiquée par les gouvernements fédéral et provinciaux au cours du deuxième semestre de 1982 et du premier semestre de 1983. Ces mesures ont eu pour effet de réduire ce que l'industrie pétrolière et gazière a dû payer, en terme de dollars, en taxes énergétiques (TRPG et TRPS), et de n'accroître que de peu ce qu'elle a dû payer en redevances au cours du premier semestre de 1983, comparativement à la période correspondante de 1982.

Les frais d'intérêts attribués à ce secteur par les sociétés déclarantes ont diminué de 11 % pour se chiffrer à 621 millions de dollars. Cette baisse, combinée à une baisse soutenue des frais d'exploration et de mise en valeur imputés sur le revenu, a également contribué à la hausse des bénéfices nets en amont.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une hausse de 83 % des profits dans le secteur amont. Les sociétés sous contrôle étranger, quant à elles, ont accru leurs profits de 153 %.

---

(1) Le prix à la tête de puits du pétrole "ancien" a augmenté de 14,16 $ le mètre cube (2,25 $ le baril) le 1er juillet 1982, et de 25,17 $ le mètre cube (4,00 $ le baril) le 1er janvier 1983. Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta a augmenté de 23,3 cents le gigajoule (25 cents le millier de pi^3) le 1er août 1982 et du même montant le 1er février 1983.

Tableau 2

RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR[a]

(premier semestre)

	AMONT				AVAL			
	1982	1983	Augmentation (Diminution)		1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	- en milliards de $ -			(%)	- en milliards de $ -			(%)
RECETTES TOTALES	9,5	11,2	1,7	18	14,6	14,2	(0,4)	(3)
moins: Frais d'exploitation	1,7	1,8	0,1	7	8,3	9,1	0,8	9
Frais d'intérêt	0,7	0,6	(0,1)	(11)	0,2	0,1	(0,1)	(24)
Redevances, taxe	2,7	3,0	0,3	9	0,9	0,9	-	(2)
RIP, autre redevance	-	-	-	-	1,8	1,1	(0,7)	(38)
TRPG, TRPS, TGNLGN	1,0	1,0	-	(5)	-	-	-	-
Autres frais	1,6	1,7	0,1	3	3,1	3,2	0,1	4
REVENUS AVANT IMPÔT	1,8	3,2	1,4	78	0,3	(0,2)	(0,5)	-
moins: Impôts courants	0,6	1,2	0,6	88	(0,1)	(0,2)	(0,1)	-
Impôts reportés	0,6	0,6	-	12	0,2	0,1	(0,1)	(50)
BÉNÉFICES NETS	0,6	1,4	0,8	129	0,2	(0,1)	(0,3)	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	2,5	3,4	0,9	34	0,6	0,3	(0,3)	(53)

	AUTRE ACTIVITÉ AU CANADA[c]				ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	1,5	1,2	(0,3)	(25)	1,0	0,7	(0,3)	(23)
moins: Frais d'exploitation	0,5	0,4	(0,1)	(12)	0,4	0,3	(0,1)	(16)
Frais d'intérêt	0,3	0,3	-	-	0,1	0,1	-	(18)
Autres frais	0,9	0,5	(0,4)	(37)	0,4	0,4	-	(6)
REVENUS AVANT IMPÔTS	(0,1)	(0,1)	-	(6)	0,1	-	(0,1)	-
moins: Impôts courants	-	(0,1)	(0,1)	-	0,1	0,1	-	35
Impôts reportés	(0,1)	-	0,1	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NETS	-	-	-	-	-	(0,1)	(0,1)	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	-	-	-	-	0,2	0,1	(0,1)	(28)

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableaux 1 de l'annexe C.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et de tous les autres postes hors caisse (la dépréciation, les frais d'exploration et de mise en valeur annulés, l'épuisement et l'amortissement) inscrits au titre des dépenses de la période visée par les rapports.

(c) Comprend les services de forage, l'extraction du charbon et de l'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

LE SECTEUR AVAL

Les recettes du secteur aval ont diminué de 3 % pour se chiffrer à 14,2 milliards de dollars, alors que les profits de ce secteur ont connu une baisse beaucoup plus marquée, soit de 300 millions de dollars par rapport à la période de janvier à juin 1982, ce qui représente une perte nette de 110 millions de dollars pour le premier semestre de 1983. La baisse soutenue de la demande de produits pétroliers raffinés (baisse de 10 %) a provoqué une concurrence intense du fait que toutes les sociétés tentaient de conserver leur part d'un marché à la baisse. Combiné à la hausse des frais d'exploitation, de l'ordre de 9% ou de 734 millions de dollars, ce phénomène a eu pour résultat de réduire les marges de profit.

Les marges de profit, qui désignent les revenus avant impôt exprimés en pourcentage des recettes totales, sont passées de +2,2 % au cours du premier semestre de 1982 à -1,6 % au cours de la période correspondante en 1983.

Une baisse des redevances d'indemnisation pétrolière (RIP) de l'ordre de 15,98 $ le m^3 (2,54 $ le baril) appliquée le 1er janvier 1983, a également entraîné une baisse du revenu net. Les prix des produits vendus après la diminution des RIP traduisaient également cette baisse, même si le coût des stocks en inventaire au moment de la répercussion de cette baisse englobait le pétrole acheté en fonction d'un taux de RIP plus élevé. Cependant, la hausse de 25,17 $ le m^3 (4,00 $ le baril) à la tête de puits, entrée en vigueur le 1er janvier 1983, a occasionné une plus-value des stocks (à la suite du délai obligatoire de 60 jours) qui a partiellement compensé la perte due à la diminution des RIP.

L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA

Ce secteur économique a enregistré une perte de 23 millions de dollars en 1983, comparativement à un profit de 31 millions de dollars au cours de la même période en 1982. Au cours des examens précédents, on a noté que dans le cas de d'un certain nombre de sociétés, la masse des frais d'intérêt était imputée sur ce secteur relativement restreint. Bien qu'une plus grande partie des frais d'intérêt soit maintenant affectée à d'autres secteurs, 29 % de l'ensemble de ces frais sont toujours imputés sur le secteur de "l'activité autre au Canada" qui ne représente que 4 % de l'ensemble des recettes.(1)

L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER

Les pertes après-impôt se sont chiffrées à 114 millions de dollars, comparativement à un profit de 10 millions de dollars au cours du premier semestre de 1982. La diminution des recettes, surtout imputable à une baisse des prix internationaux du pétrole, à la vente d'actif et à une réduction substantielle de la valeur de l'actif des propriétés pétrolières et gazières, ont contribué aux pertes subites dans ce secteur.

---

(1) Certaines données de 1982 qui figurent dans le présent rapport ont été rajustées aux fins de comparaisons avec les résultats de 1983.

2 - SOURCES DE FONDS

Les sources de fonds de toutes provenances dont disposait l'industrie se sont chiffrées à 8,5 milliards de dollars, contre 12,1 milliards pour le premier semestre de 1982. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 16 % pour atteindre 3,8 milliards de dollars alors que les fonds provenant de sources externes totalisaient 4,6 milliards de dollars ce qui représente une baisse de 47 %. Les fonds provenants de sources externes comptaient pour 55 % des sommes disponibles, ce qui constitue une baisse par rapport aux 73 % enregistrés pour la période correspondante en 1982. Cette baisse spectaculaire résulte surtout de la diminution du fonds de roulement (voir la page 2-4 pour de plus amples détails).

Tableau 3

RÉSUMÉ -- SOURCES DE FONDS (a)

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)		Part du total 1982	Part du total 1983
	- en milliards de $ -			(%)	(%)	
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT						
Bénéfices nets	0,9	1,2	0,3	38	7	14
Postes hors caisse (b)	2,4	2,6	0,2	8	20	31
Total des ressources d'autofinancement	3,3	3,8	0,5	16	27	45
SOURCES EXTERNES						
Nouvelle dette à long terme (c)	2,2	0,8	(1,4)	(63)	18	10
Nouvelles participations (c)	0,8	0,8	-	1	7	10
Diminution du fonds de roulement (c)	4,4	0,9	(3,5)	(79)	36	11
PESP et autres subventions	0,5	0,6	0,1	27	4	7
Toutes autres sources	0,9	1,5	0,6	58	8	17
Total des sources externes	8,8	4,6	(4,2)	(47)	73	55
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	12,1	8,5	(3,6)	(30)	100	100

NOTA: (a) Le tableau 2 de l'annexe C donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprennent les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant, ainsi que les autres postes hors caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement) qui n'ont pas nécessité de mises de fonds au cours de la période visée par le présent rapport.

(c) Les chiffres représentent les montants nets de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des nouveaux fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds de ces sources. Les données fournies par les sociétés déclarantes qui ont signalé une diminution de la dette à long terme et de l'avoir propre, ainsi qu'une augmentation du fonds de roulement, figurent au titre des "affectations de fonds", au tableau 6 (p. 3-1).

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les bénéfices nets s'inscrivant au chapitre des ressources d'autofinancement ont augmenté de 38 % pour atteindre 1,2 milliard de dollars, principalement en raison du rendement élevé du secteur amont, alors que les postes hors caisse ont totalisé 2,6 milliards de dollars par suite d'une hausse de 8 %.

Tableau 4

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT PAR SECTEUR ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉS[a]

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	- - en milliards de $ - -			(%)
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	1,0	1,3	0,3	32
Aval	-	0,1	0,1	106
Autres[b]	0,1	0,1	-	38
Total des sociétés sous contrôle canadien	1,2	1,6	0,4	35
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	1,5	2,1	0,6	35
Aval	0,5	0,2	(0,3)	(68)
Autres[b]	0,1	-	(0,1)	(90)
Total des sociétés sous contrôle étranger	2,2	2,3	0,1	5
Total de l'industrie				
Amont	2,5	3,4	0,9	34
Aval	0,6	0,3	(0,3)	(53)
Autres[b]	0,2	0,1	(0,1)	(27)
TOTAL - INDUSTRIE	3,3	3,8	0,5	15

NOTA: (a) Le tableau 1 de l'annexe C donne plus de détails à ce sujet.
(b) Comprennent les ressources d'autofinancement découlant de l'activité à l'étranger et d'activités autres au Canada.

Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 34 % (870 millions de dollars) tandis que les ressources d'autofinancement du secteur aval enregistraient une baisse de 53 %. Par conséquent, le secteur amont a été à l'origine d'environ 90 % des ressources d'autofinancement totales au cours du premier semestre de 1983, contre 77 % pour la période correspondante en 1982. Les ressources d'autofinancement du secteur aval ont connu une baisse de 300 millions de dollars correspondant à peu près à la diminution des bénéfices nets, lorsque l'augmentation des amortissements a été compensée par des coupures dans les impôts reportés.

Les impôts reportés et les frais non monétaires des sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une hausse de 310 millions de dollars, ce qui a occasionné un accroissement de 400 millions de dollars des ressources d'autofinancement internes. D'importantes coupures dans les dépenses d'exploitation et de mise en valeur imputées aux activités en cours ont constitué la plus grande partie de la réduction de 130 millions de dollars sur les postes hors caisse du secteur amont en ce qui concerne les sociétés sous contrôle étranger.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

Les fonds provenant de sources externes ont fortement diminué, passant de 8,8 milliards à 4,6 milliards de dollars.

Le facteur qui a le plus contribué à cette baisse a été la diminution de 4,4 milliards de dollars du fonds de roulement au premier semestre de 1982, contre une diminution de 0,8 milliard de dollars seulement au cours de la période correspondante en 1983. Une société devait rembourser cette année une partie importante de sa dette à long terme. Comme cette dette a maintenant été portée au passif à court terme, il y a eu diminution du fonds de roulement. La nouvelle dette à long terme a également diminué pour se chiffrer à 0,8 milliard de dollars, ce qui représente une baisse de 63 %.

Les fonds se sont accrus grâce aux subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) (augmentation de 115 millions de dollars), aux subventions d'exploration et de mise en valeur versées en vertu de différents programmes provinciaux (augmentation de 15 millions de dollars, Annexe C-1) et à d'autres sources (augmentation de près de 545 millions de dollars), surtout la réalisation d'actifs et les paiements anticipés sur la production différée de gaz naturel.

Les sociétés déclarantes ont estimé avoir reçu 562 millions de dollars en subventions PESP, ce qui représente une augmentation de 26 % par rapport au premier semestre de 1982. Plus de 90 % des subventions ont été versés à des sociétés sous contrôle canadien. Le gouvernement de l'Alberta a administré et payé 20 % du total des subventions PESP et le gouvernement du Canada s'est chargé du reste.

Tableau 5

SUBVENTIONS PESP, PAR RÉGION ET PAR SECTEUR

(premier semestre)

	Sous contrôle canadien		Sous contrôle étranger		Total	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	- - - - - - - - en millions de $ - - - - - - - -					
Provinces						
Colombie-Britannique	13	10	-	-	13	10
Alberta	126	113	-	-	126	113
Autres provinces	5	8	-	-	5	8
TOTAL POUR LES PROVINCES	144	131	-	-	144	131
Terres du Canada						
Mer de Beaufort	140	115	13	6	153	121
Labrador, Est	22	118	16	7	38	125
Plateau continental de l'Atlantique, secteur sud	68	125	4	24	72	149
Autres	34	32	6	4	40	36
TOTAL pour les Terres du Canada	264	390	39	41	303	431
TOTAL POUR LE CANADA	408	521	39	41	447	562

NOTA: (a) L'annexe B-6 présente une ventilation plus détaillée.

3 - AFFECTATIONS DES FONDS

Dans l'ensemble, les affectations de fonds ont diminué de 30 % pour se situer à 8,5 milliards de dollars. Des dépenses moindres de capital, le remboursement réduit de la dette à long terme et les réductions d'autres affectations de fonds (surtout des acquisitions) ont été compensées partiellement par l'augmentation du fonds de roulement (tableau 6).

Tableau 6

RÉSUMÉ -- AFFECTATIONS DES FONDS

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1982	Part du Total 1983
	- en milliards de $ -			(%)	(%)	
DÉPENSES DE CAPITAL						
Dépenses au Canada[a]	4,9	4,4	(0,5)	(11)	40	52
Dépenses à l'étranger	0,6	0,3	(0,3)	(57)	5	3
Total des dépenses de capital	5,5	4,6	(0,9)	(16)	45	55
AUTRES AFFECTATIONS						
Remboursement de la dette à long terme[b]	2,0	0,9	(1,1)	(54)	17	11
Rachat de l'avoir propre[b]	0,3	0,1	(0,2)	(67)	2	1
Augmentation du fonds de roulement[b]	0,4	1,0	0,6	155	3	12
Dividendes	0,6	0,5	(0,1)	(11)	5	6
Autres affectations[c]	3,4	1,3	(2,1)	(61)	28	15
Total - Autres affectations	6,6	3,8	(2,8)	(42)	55	45
TOTAL - TOUTES LES AFFECTATIONS	12,1	8,5	(3,6)	(30)	100	100

NOTA: (a) Les dépenses sont données en chiffres bruts sans rajustement pour les subventions PEXP et les autres subventions.

(b) Représente l'affectation nette de fonds au rachat de l'avoir propre, au remboursement de la dette à long terme et à l'accroissement des fonds de roulement dans le cas des sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins. Les données fournies par les sociétés qui ont déclaré une hausse de la dette à long terme et de l'avoir propre, ainsi qu'une réduction nette du fonds de roulement, figurent au titre des "source de fonds" au tableau 3 (page 2-1).

(c) Principalement des fonds affectés à l'acquisition d'usines et de biens appartenant à d'autres sociétés, et des fonds affectés à la prise en charge de sociétés.

DÉPENSES DE CAPITAL

Les dépenses de capital ont totalisé 4,6 milliards de dollars au premier semestre de 1983, ce qui représente une baisse de 16 % par rapport à la période correspondante en 1982 (tableau 7). Les dépenses de capital à l'étranger ont diminué de 57 %, et au Canada, de 11 %.

Les changements des plans d'investissement à l'extérieur du Canada et la cessation de certaines activités outre-mer de quelques sociétés sont les principales raisons de la baisse des dépenses de capital à l'étranger.

Tableau 7

DÉPENSES DE CAPITAL[a]

(premier semestre)

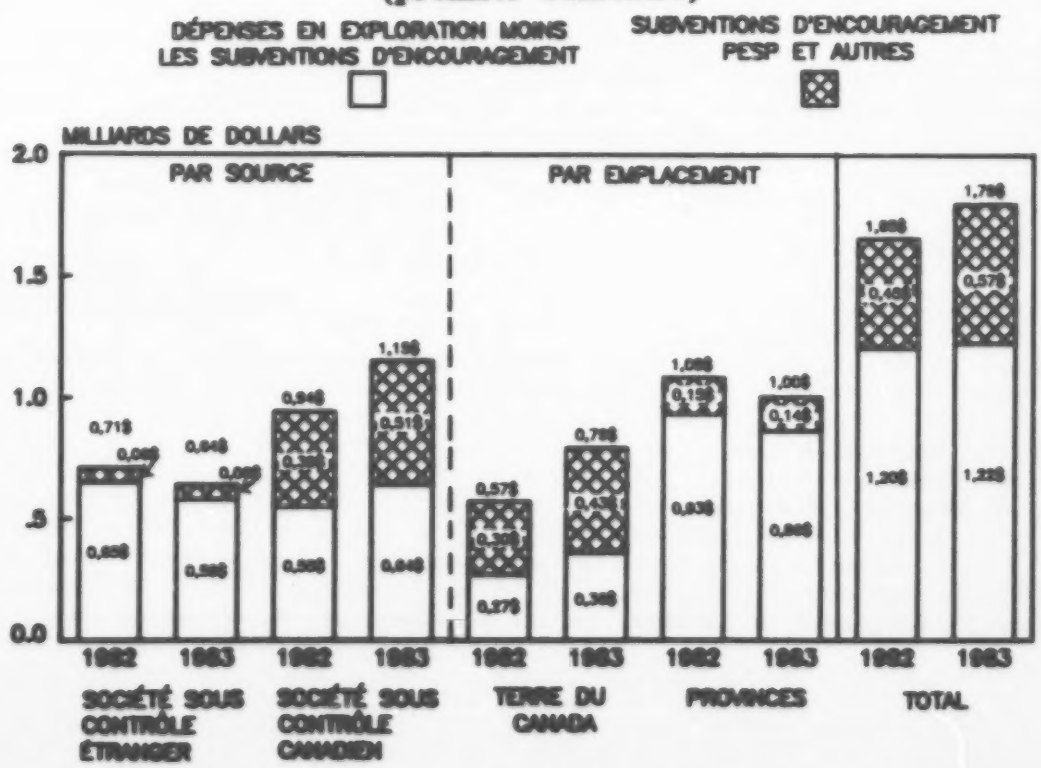
	1982	1983	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1982	Part du Total 1983
	- en milliards de $ -			(%)	(%)	
Exploration	1,7	1,8	0,1	8	30	39
Mise en valeur	0,4	0,3	(0,1)	(22)	8	7
Production	0,6	0,5	(0,1)	(20)	12	11
Non classique[b]	0,2	0,2	-	(21)	3	3
Total pour le secteur amont[c]	2,9	2,8	(0,1)	(4)	53	60
Secteur aval	1,2	0,9	(0,3)	(27)	21	19
Extraction de ressources énergétiques minières	0,1	0,1	-	(42)	2	1
Autres	0,7	0,6	(0,1)	(6)	13	14
Total des dépenses au Canada	4,9	4,4	(0,5)	(11)	89	94
Dépenses de capital à l'étranger	0,6	0,3	(0,3)	(57)	11	6
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	5,5	4,6	(0,9)	(16)	100	100

NOTA: (a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les tableaux 3 et 4 de l'annexe C.
(b) Comprend les projets relatifs aux sables bitumineux et au pétrole lourd non classique.
(c) Les dépenses du secteur amont comprennent les subventions PESP.

Secteur amont: Les dépenses ont diminué de 4 % pour se situer à 2,8 milliards de dollars. Les dépenses relatives à la mise en valeur, à la production et aux sables bitumineux ont diminué de plus de 20 %, faisant plus que compenser l'augmentation des dépenses d'exploration. Après déduction des subventions PESP et d'encouragements financiers semblables, les dépenses qu'ont engagées dans le secteur amont les sociétés sous contrôle étranger et les sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 15 % et de 6 % respectivement.

Au cours du premier semestre de 1983, les dépenses d'exploration ont augmenté de 8 % pour s'établir à 1,8 milliard de dollars; la réduction de 11 % de ces dépenses dans le secteur sous contrôle étranger a été plus que compensée par l'augmentation de 23 % dans le secteur sous contrôle canadien (graphique 3). Les dépenses liées à l'exploration dans les Terres du Canada ont augmenté de 39 % et représentent maintenant 44 % des dépenses d'exploration totales, tandis que les frais supportés à l'égard de l'exploration dans les terres provinciales ont diminué de 8 % (annexe B-8). Toutefois, la diminution des dépenses engagées dans le secteur amont au regard des terres provinciales ne signifie pas nécessairement un ralentissement des activités d'exploration et de mise en valeur; les frais de forage ont en effet grandement diminué en 1983 par rapport à ce qu'ils étaient en 1982.

Graphique 3
DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA
(premier semestre)



Secteur aval: Au cours du premier semestre de 1983, les dépenses de capital ont diminué de 27 % pour s'établir à 856 millions de dollars. La baisse de la demande de produits raffinés a eu pour effet de freiner la mise en oeuvre de nouveaux projets alors que des projets déjà amorcés avaient été achevés au cours du second semestre de 1982.

Extraction de ressources énergétiques minières et autres: Ces dépenses ont totalisé 707 millions de dollars, ce qui constitue une baisse de 10 %. Elles comprennent les débours pour les des navires de forage, des caissons et des installations de forage, une partie du montant total représentant le montant actualisé des intérêts payés relativement aux dépenses engagées avant la mise en marche des projets.

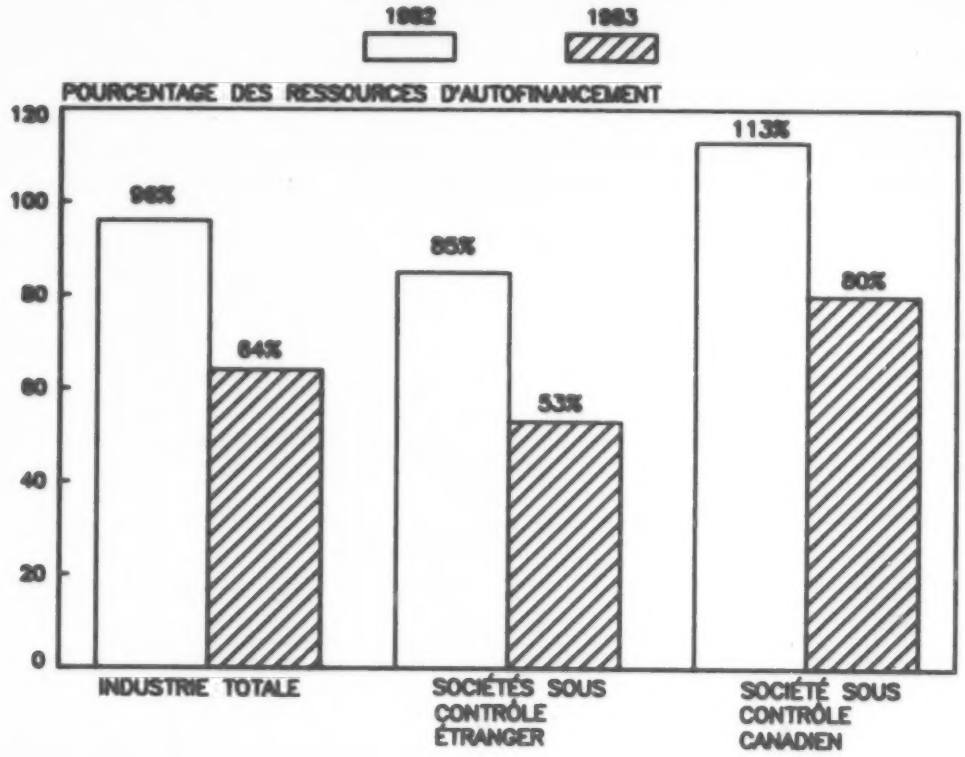
RATIO DES INVESTISSEMENTS

Quant au secteur amont, les dépenses de capital ont représenté 64 % des ressources d'autofinancement découlant des activités dans ce secteur, ce qui constitue une baisse par rapport aux 96 % enregistrés au cours de la période correspondante en 1982 (graphique 4). Cette diminution des investissements résulte de la baisse des dépenses de capital et de l'accroissement des ressources d'autofinancement du secteur amont. Les sociétés sous contrôle canadien ont continué à investir à un rythme plus rapide (80 %) que les sociétés sous contrôle étranger (53 %). Bien que les deux secteurs aient connu des taux de croissance semblables en ce qui concerne les ressources d'autofinancement tirées du secteur amont, les sociétés sous contrôle étranger ont réduit leurs dépenses de capital un peu plus que ne l'ont fait les sociétés sous contrôle canadien.

Graphique 4

RATIO DES INVESTISSEMENTS–SECTEUR AMONT

(premier semestre)



Le ratio d'investissement au regard des activités liées au pétrole (secteurs amont et aval) a été de 82 % au cours du premier semestre de 1983, ce qui représente une baisse de 34 points par rapport aux 116 % enregistrés au cours de la période correspondante en 1982. La diminution du ratio d'investissement dans le cas du secteur amont a fait chuter le ratio global pour les secteurs amont et aval, en dépit de l'augmentation du ratio dans le cas du secteur aval.

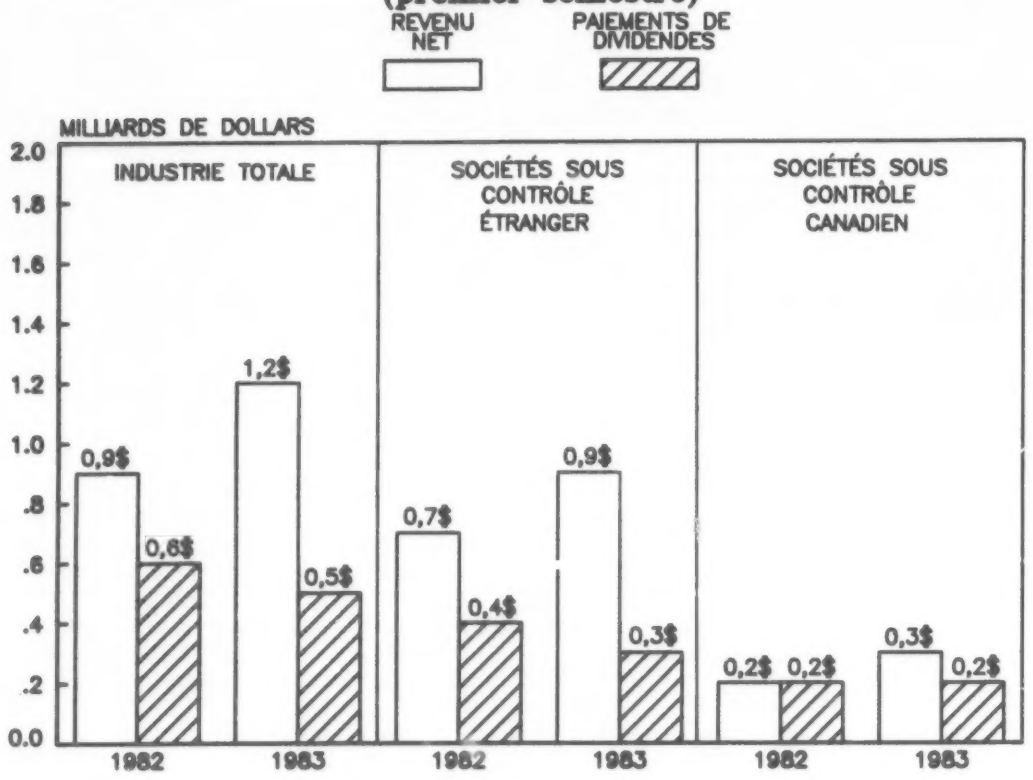
PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes pour l'ensemble de l'industrie ont de nouveau baissé pendant le premier semestre de 1983, cette fois de 11 %, pour se situer à environ 510 millions de dollars, malgré une augmentation de 38 % des bénéfices nets, qui ont totalisé 1,2 milliard de dollars (graphique 5). Les dividendes payés par les sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 7 % pour atteindre 335 millions de dollars, bien que les bénéfices nets de ces sociétés aient monté de 33 % pour un taux de rendement de 38 %. Les sociétés sous contrôle canadien ont abaissé leurs paiements de dividendes de 17 %, ce qui donne un taux de rendement de 62 %. Toutefois, à quelques exceptions près, les paiements de dividendes chez les sociétés sous contrôle canadien avaient surtout trait aux actions privilégiées.

Graphique 5

COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS

(premier semestre)



NOTA: Une ventilation détaillée par groupe de sociétés figure au tableau 11 de l'annexe B.

AUTRES AFFECTATIONS

Les changements importants constatés aux "autres affectations" étaient:

- une diminution de 1,1 milliard de dollars des fonds affectés au remboursement de la dette à long terme. La plus grande part de cette baisse a été accusée par les sociétés sous contrôle canadien;
- une augmentation de 600 millions de dollars de l'accroissement du fonds de roulement - dont la majeure partie a été signalée par des sociétés sous contrôle canadien;
- une réduction de plus de 60 % enregistrée au poste "toutes autres affectations", catégorie ramenée à 1,3 milliard de dollars. Les fonds dans cette catégorie ont servi principalement à acquérir de l'avoir existant.

4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

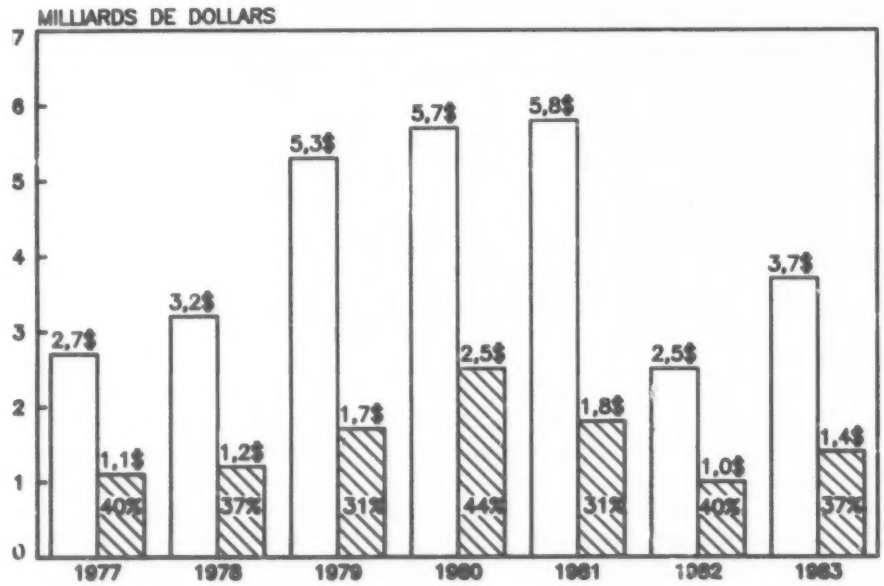
Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de comparer le rendement financier du secteur pétrolier à celui d'autres secteurs de l'économie. Il ressort des chiffres que les profits de l'industrie pétrolière dans ses activités au Canada ont enregistré une hausse de 40 % durant le premier semestre de 1983, comparativement à une augmentation de 48 % des bénéfices nets pour toutes les autres industries non financières (sauf l'industrie du pétrole). L'amélioration considérable affichée par ce dernier groupe ne fait que témoigner, bien sûr, des bénéfices extrêmement faibles de 1982, lorsque l'économie canadienne a traversé la pire récession à l'atteindre depuis les années 30.

En termes relatifs, le revenu net de l'industrie pétrolière pour le premier semestre de 1983 équivaut à 37 % de celui de toutes les autres industries non financières, soit un recul de 3 points de pourcentage par rapport à la même période, de 1982, et le même pourcentage que celui qui a été réalisé en 1978 (graphique 6).

Graphique 6

COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS-INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ▨ ET AUTRES INDUSTRIES CANADIENNES □

(premier semestre)



SOURCE: Statistique Canada 61-003, Sociétés industrielles: Statistique financière. Les chiffres excluent les profits tirés des activités à l'étranger et ont trait aux sociétés ayant un actif d'au moins 10 millions de dollars.

DÉPENSES D'IMMOBILISATION

Pour bien situer les dépenses d'immobilisation engagées par l'industrie pétrolière, une comparaison des déboursés de fonds avec ceux d'autres secteurs non financiers de l'économie est établie au tableau 8. Selon les données réunies par Statistique Canada, les dépenses brutes (avant déduction du PESP) d'immobilisation de l'industrie durant le premier semestre de 1983 ont légèrement diminué par rapport à celles de la période correspondante, en 1982. Cette baisse a cependant été moins marquée que dans plusieurs autres industries. Par rapport à celles qui ont été engagées par toutes les autres industries non financières, les dépenses en capital de l'industrie pétrolière sont passées de 47 %, durant le premier semestre de 1982, à 58 % durant la même période, en 1983.

Tableau 8

COMPARAISON DES DÉPENSES D'IMMOBILISATION --
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES AUTRES INDUSTRIES CANADIENNES

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	- - en milliard de $ - -			(%)
1. Fabrication	4,0	2,6	(1,4)	(34)
2. Extraction minière	1,2	1,7	0,6	49
3. Autres industries non financières	4,7	3,5	(1,2)	(26)
4. TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (industrie pétrolière exclue)	9,9	7,8	(2,1)	(21)
5. Industrie pétrolière[a]	4,6	4,5	(0,1)	(1)
6. TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (industrie pétrolière incluse)	14,5	12,4	(2,1)	(15)
7. Ligne 5 par rapport à ligne 6, en pourcentage	31,8	36,8		
8. Ligne 5 par rapport à ligne 4, en pourcentage	46,7	58,3		

NOTA: (a) Les données citées dans cette section du rapport ne correspondent pas et ne peuvent correspondre aux résultats obtenus de l'examen de l'ASSP et donnés dans les sections 1 à 3. L'examen de l'ASSP porte sur l'ensemble des activités des sociétés pétrolières exploitées au Canada, y compris les sociétés d'État dont l'avoir et les recettes excèdent un certain seuil. Les données de Statistique Canada, en ne couvrant pas un nombre aussi élevé de sociétés que ne le fait l'examen de l'ASSP, exclut les entreprises commerciales de gouvernement et les activités de sociétés canadiennes à l'étranger.

SOURCE: Statistique Canada, 61-003, Société industrielles: Statistique financières. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes, y compris les subventions PESP et d'autres capitaux subventionnés.

ANNEXES

		Page
A	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	A-1
B	TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	
1	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	B-1
2	Prix du pétrole brut canadien: 1979-1983	B-2
3	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux redevances semblables	B-3
4	Bénéfices nets par type de sociétés	B-4
5	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôt	B-5
6	Ventillation des subventions du PESP, selon les régions et les types de dépenses	B-6
7	Puits achevés et mètres de forage au Canada	B-7
8	Dépenses de capital amont - Terres provinciales	B-8
9	Dépenses d'exploration au Canada, par emplacement	B-9
10	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-10
11	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-11
12	Paiements de dividendes	B-12
13	Taux de rendement de l'avoir des actionnaires	B-13
C	ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN	
1	État des revenus et dépenses	C-1
2	Sources et affectations des fonds	C-4
3	Dépenses de capital amont au Canada, par emplacement	C-5
4	Dépenses de capital, par activité	C-6
5	Bilan	C-7
6	Volume et valeur de production	C-8

GLOSSAIRE

Acquisition - Acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen.

Activité autre au Canada - Comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière.

Amortissement - Sur une période de temps donnée, montant imputé à l'actif, autre que l'amortissement, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, les sommes radiées de l'actif et les bénéfices non remis sur les investissements.

Autres affectations des fonds - Comprend les applications comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés, et les investissements à long terme.

Autres sources de fonds - Comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme, les paiements anticipés applicables à la production future.

Avoir propre - La valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis.

Capital utilisé - La valeur comptable de l'actif total moins le passif courant.

Contrôle canadien - En général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues soit directement soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ces actions assorties du droit de vote sont détenues par des non-résidents.

Dépenses de capital - Les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p.ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation.

Dépenses de mise en valeur - Ces dépenses comprennent le coût des forages et des achèvements de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées.

Dépenses de production - Comprend les dépenses liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses.

Dépréciation - Montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Ceci ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation pour fins d'impôt.

Dette à long terme - Dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote.

Épuisement - Montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt.

Exploration - Comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les forages d'exploration. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les coffreages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place.

Extraction des ressources énergétiques - Dépenses de capital associées à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères).

Fonds de roulement - L'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an).

Frais d'exportation du pétrole - Sont égaux à la différence entre le prix intérieur et le prix à l'exportation du pétrole brut lourd. Étant donné la faible capacité des raffineries de l'Ouest canadien pour le traitement du brut lourd, les volumes de brut lourd excédentaires aux besoins du Canada sont exportés. Le gouvernement fédéral partage les recettes tirées des frais d'exporatation avec l'Alberta et la Saskatchewan selon les niveaux d'exportation de chaque province.

Frais non monétaires - Désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement.

Grandes sociétés - Sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont ou aval des activités.

Impôt reporté - Impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers.

Impôt sur le revenue courant - La partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport.

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse - Méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'aquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs.

Méthode de capitalisation du coût entier - Méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts relativement importants sont capitalisés et imputés sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés.

Participation canadienne - La proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue, soit directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens.

Petites sociétés - Sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et qui ne font pas partie des sous-groupes de sociétés intégrées ou de grandes sociétés. Les activités amont et aval de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie.

Pétrole lourd non classique - Désigne les gisements de pétrole lourd dont la densité est supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la densité est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3.

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) - Le prix qui est appliqué à tout le pétrole classique provenant de gisements dévouverts après 1973, au pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes assistées (autres que l'injection d'eau), au pétrole supplémentaire obtenu grâce à tout projet nouveau ou accru de récupération par injection d'eau entrepris après le 30 juin 1983, au pétrole tiré de puits de remplissage forés, après le 30 juin 1983, par une entité pétrolière antérieur à l'établissement du PRNP au brut synthétique, au pétrole brut extrait des Terres du Canada, au pétrole tiré de puits en Saskatchewan produisant 10 barils ou moins par jour et à tout le pétrole lourd provenant de la Saskatchewan. Le PRNP est plafonné à 100 % du prix international.

Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP) - Prix spécial à la tête du puits pour le pétrole classique découvert après 1973, assujetti aux redevances provinciales établies selon les taux applicables au nouveau pétrole, mais non admissible au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) avant le 1er juillet 1983. Comme annoncé dans la Mise à jour du PEN, le PSAP a été établi à 75 % du prix mondial au 1er juillet 1982. En vertu des ententes modifiées conclues avec l'Alberta et la Saskatchewan, le PRNP s'applique, à compter du 1er juillet 1983, au pétrole admissible au PSAP.

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) - Des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. C'est le gouvernement de l'Alberta qui administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province, et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, qui finance et administre le programme ailleurs au Canada.

Rapport d'endettement - Rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis). Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "dettes à long terme").

Redevance d'exportation sur le pétrole - Le pétrole brut et les hydrocarbures équivalents et les produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité, sont assujettis à une redevance d'exportation. Seules les quantités de pétrole brut et de produits pétroliers jugées excédentaires aux besoins canadiens prévus pour un avenir prochain sont exportées. Depuis le 1er novembre 1980, les provinces productrices reçoivent 50 % des recettes tirées des redevances d'exportation sur le pétrole brut et des hydrocarbures équivalents.

Redevance d'indemnisation pétrolière (RIP) - Taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis.

Ressources d'autofinancement - Comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés.

Sables pétrolifères - Désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la densité varie habituellement entre 6 et 10° API. Les gisements et l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada.

Secteur amont - Activités et travaux liés à la recherche, à l'exploration, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique.

Secteur aval - Comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques.

Sociétés intégrées - Toute société dont les activités amont et aval représentent plus de 1 % des recettes totales de l'industrie. De plus, chacune d'elle possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés.

Sources externes de fonds - Sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre.

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN) - Taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipeline et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz.

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) - Taxe de 16 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une provision pour ressource de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire admissibles du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982, et ce jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. La TRPG n'est pas déductible d'impôt.

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS)/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources (TRSR) - La TRPS est une taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires sur l'ancien pétrole, déduction faite des redevances supplémentaires qui y sont associées. Les recettes supplémentaires désignent l'écart entre les recettes réelles tirées de la production et les recettes qui auraient été réalisées si les prix prévus au PEN étaient toujours en vigueur. Les redevances supplémentaires, qui n'incluent pas les redevances de la Couronne, sont assujetties à la TRPS, également à un taux de 50 %. Le revenu assujetti à la TRPS ou à la TRSR n'est pas imposable. Les deux taxes ont été provisoirement levées, le 1er juin 1982. Leur perception devrait reprendre le 1er juin 1984.

Terres du Canada - Les zones du Canada à l'extérieur des limites provinciales.

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

(premier semestre)

		1982	1983	Augmentation (Diminution)
		(en milliers de m^3/jour)		(%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]				
Production	- pétrole brut	204	215	
	- liquides de gaz naturel	36	34	
	- PRODUCTION TOTALE	240	249	4
Exportations nettes[c]	- pétrole brut	(31)	11	
	- liquides de gaz naturel	26	21	
	- produits raffinés	7	13	
	- TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES	2	45	-
Consommation	- liquides de gaz naturel	10	13	
	- produits raffinés	252	222	
	- TOTAL DE LA CONSOMMATION	262	235	(11)
		(en millions de m^3/jour)		
GAZ NATUREL				
Production		202	183	(10)
Exportations nettes[c]		63	57	(10)
Consommation		146	134	(8)

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses, c'est-à-dire les gouvernements provinciaux, Énergie, Mines et Ressources et Statistique Canada. L'industrie n'a pas fourni de données sur sa propre consommation (p. ex., combustibles de raffinerie) ni sur les variations des stocks.

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz.

(c) Exportations nettes de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits raffinés. En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) durant les six premiers mois de 1982 et 1983 ont atteint respectivement 67 000 et 37 000 m^3/jour (420 000 et 231 000 b/jour), ou 25 % et 16 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

Annexe B-2

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN: 1979-1983

	Prix à la tête de puits		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances[a]		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	($/baril)	($/m³)	($/baril)	($/m³)	($/baril)	($/m³)	($/baril)	($/m³)
1979								
Déc	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980								
1er jan.	14,75	92,83			15,60	98,18	16,65	104,78
1er avril			1,00	6,29	15,75	99,12	16,80	105,72
12 juil.			1,75	11,01	16,50	103,84	17,73	111,57
1er août	16,75	105,41			18,50	116,42	19,73	124,16
1er nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981								
1er jan.			5,05	31,77	21,80	137,18	23,07	145,18
1er jan.	17,75	111,70			22,80	143,47	24,07	151,47
3 mars			5,80	36,52	23,55	148,22	25,01	157,39
1er mai			6,95	43,77	24,70	155,47	26,16	164,62
3 juin			8,05	50,66	25,80	162,36	27,26	171,51
3 juin			9,30	58,53	27,05	170,23	28,51	179,41
1er juil.	18,75	117,99			28,05	176,52	29,52	185,77
22 sept.					28,05	176,52	29,51	185,71
1er oct.	21,25	133,73			30,55	192,26	32,02	201,50
1er déc.			7,45	46,89	28,70	180,62	30,24	190,30
1982								
1er jan.	23,50	147,89			30,95	194,77	32,54	204,77
1er juil.	25,75	162,05			33,20	208,93	34,90	219,63
1983								
1er jan.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,12	36,40	229,07
30 juin	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,12	36,47	229,51

NOTA: (a) Voir Annexe B-3 pour les détails concernant ces redevances.
(b) Les frais de collecte et de transport constituent la différence entre le prix pondéré du pétrole brut canadien excluant les frais de transport et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 11,40 $/m³ (1,81 $/baril) en juin 1983.

MODIFICATIONS APPORTÉES A LA REDEVANCE D'INDEMNISATIONS PÉTROLIÈRES ET AUX REDEVANCES SEMBLABLES

	Type de modification	Montant ($/baril)	Montant ($/m³)	Niveau de toutes les redevances ($/baril)	Niveau de toutes les redevances ($/m³)
1980					
le 1er avril	augmentation de la RIP	0,15	0,94	1,00	6,29
le 12 juillet	augmentation de la RIP	0,75	4,72	1,75	11,01
le 1er novembre	augmentation de la RIP	0,80	5,03	2,55	16,04
1981					
le 1er janvier	augmentation de la RIP	2,50	15,73	5,05	31,77
le 1er mars	imposition de la RIS	0,75	4,75	5,80	36,52
le 1er mai	imposition de la RSPC	1,15	7,25	6,95	43,77
le 1er juin	augmentation de la RIS	1,10	6,89	8,05	50,66
le 3 juin	augmentation de la RIP	1,25	7,87	9,30	58,53
le 22 septembre	abolition de la RIS	(1,85)	(11,64)		
	augmentation de la RIP	1,85	11,64	9,30	58,53
le 30 novembre	diminution de la RIP	(1,85)	(11,64)	7,45	46,89
1982	aucune modification	-	-	7,45	46,89
1983					
le 1er janvier	diminution de la RIP	(2,54)	(15,98)	4,91	30,89

NOTA: RIP Redevance d'indemnisation pétrolière
RIS Redevance d'indemnisation spéciale
RSPC Redevance spéciale de participation canadienne

Annexe B-4

BÉNÉFICES NETS PAR TYPE DE SOCIÉTÉS

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	- en millions de $ -			(%)
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	211	385	174	83
Aval	(41)	27	68	-
Autres(a)	13	(128)	(141)	-
Total, contrôle canadien	183	284	101	55
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	406	1 029	623	153
Aval	229	(138)	(367)	-
Autres(a)	28	(9)	(37)	-
Total, contrôle étranger	664	883	219	33
Total pour l'industrie				
Amont	617	1 414	797	129
Aval	188	(111)	(299)	-
Autres(a)	41	(137)	(178)	-
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	846	1 166	320	38

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada.

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔT[a]

(premier semestre)

	(1) Revenu avant impôts	(2) Frais d'intérêts subis	(3) Rapport de la colonne (2) à la colonne (1)
	- en millions de $ -		(%)
Sociétés intégrées	1 406	233	17
Grandes sociétés			
Sous contrôle canadien	1 172	699	60
Sous contrôle étranger	734	12	2
Petites sociétés			
Sous contrôle canadien	489	346	71
Sous contrôle étranger	203	91	45
TOTAL-INDUSTRIE	4 004	1 381[b]	34
Sous contrôle canadien	1 662	1 045	63
Sous contrôle étranger	2 343	337	14

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu avant impôts tiré de l'ensemble des activités et les intérêts imputés aux dépenses, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêts subis (ceux-ci étant les frais d'intérêts imputés aux dépenses et les frais d'intérêts capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 2 à la colonne 1.

(b) En plus de 1,1 milliard de dollars de frais d'intérêts imputés durant le premier semestre de 1983, il y a eu capitalisation de 244 millions de dollars (presque entièrement attribuables aux sociétés sous contrôle canadien).

Annexe B-6

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP SELON LES RÉGIONS ET LES TYPES DE DÉPENSES

(premier semestre)

	Exploration	Mise en valeur et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	----------(en millions de $)----------				
Colombie-Britannique					
1982	11	2	13	13	-
1983	9	1	10	10	-
Alberta					
1982	96	30	126	126	-
1983	84	29	113	113	-
Saskatchewan					
1982	1	2	3	3	-
1983	3	2	5	5	-
Autres Provinces					
1982	2	-	2	2	-
1983	3	-	3	3	-
Mer de Beaufort					
1982	153	-	153	140	13
1983	121	-	121	115	6
Est du Labrador					
1982	38	-	38	22	16
1983	125	-	125	118	7
Partie sud du plateau de l'Atlantique					
1982	72	-	72	68	4
1983	149	-	149	125	24
Autres Terres du Canada					
1982	40	-	40	34	6
1983	36	-	36	32	4
TOTAL					
1982	413	34	447	408	39
1983	530	32	562	521	41

NOTA: Les subventions PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

(premier semestre)

	EXPLORATOIRE			MISE EN VALEUR		
	1982	1983	Augmentation (Diminution) (%)	1982	1983	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	52	22	(58)	25	16	(36)
Alberta	984	870	(12)	1 244	1 425	15
Saskatchewan	144	220	53	116	405	249
Autres provinces	50	40	(20)	40	81	103
Le Nord du Canada(a)	7	11	57	1	9	800
Au large(b)	2	6	200	-	-	-
TOTAL	1 239	1 169	(6)	1 426	1 936	36
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	114	44	(61)	40	25	(38)
Alberta	1 347	1 392	3	1 327	1 693	28
Saskatchewan	131	190	59	95	352	271
Autres provinces	43	33	(23)	27	62	130
Le Nord du Canada(a)	20	23	15	-	6	-
Au large(b)	11	32	191	-	-	-
TOTAL	1 666	1 714	3	1 489	2 138	44

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60^{e} parallèle, y compris la baie d'Hudson.
(b) Les régions situées au large des côtes est et ouest.

SOURCE: Oil Week, 25 juillet 1983.

Annexe B-8

DÉPENSES DE CAPITAL AMONT - TERRES PROVINCIALES[a]

(premier semestre)

	Exploration[b]		Mise en valeur[b]		Production[c]	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	- - - - - - - - en millions de $ - - - - - - - -					
Colombie-Britannique	107	82	16	5	14	6
Alberta	934	848	383	290	552	394
Saskatchewan	28	57	25	21	25	32
Autres provinces	15	16	5	5	7	3
TOTAL - PROVINCES	1 085	1 004	429	321	598	435

NOTA: (a) Les dépenses relatives au pétrole lourd non classique et aux sables bitumineux ne sont pas incluses.

(b) Comprend les subventions PESP et les frais généraux capitalisés.

(c) Comprend les frais généraux capitalisés.

DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA, PAR EMPLACEMENT[a]

(premier semestre)

	1982	1983	Augmentation (Diminution)
	en millions de $		(%)
Provinces[b]	1 085	1 004	(7)
Terres du Canada			
Mer de Beaufort	241	232	(4)
Est du Labrador	114	231	102
Bassin de Sverdrup	46	45	(2)
Partie sud du plateau de l'Atlantique	124	266	115
Total - Terres du Canada	569	789	39
TOTAL - CANADA	1 654	1 792	8

NOTA: (a) Comprend les subventions PESP et les frais généraux capitalisés.

(b) L'annexe B-8, donne la ventilation des dépenses d'exploration par province.

Annexe B-10

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

(premier semestre)

	Amont[a]		Liées au pétrole[b]	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
Sociétés intégrées	81	51	107	93
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	96	83	124	82
Sous contrôle étranger	63	48	62	48
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	199	74	251	96
Sous contrôle étranger	295	88	288	87
TOTAL - INDUSTRIE	96	64	116	82
Sous contrôle canadien	113	80	145	86
Sous contrôle étranger	85	53	101	80

NOTA: (a) Dépenses de capital amont (non compris les subventions PESP et autres subventions) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(b) Dépenses de capital (amont et aval) liées au pétrole et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

DÉPENSES DE CAPITAL ET INVESTISSEMENTS DANS LES STOCKS EXPRIMÉS EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

(premier semestre 1983)

	INVESTISSEMENTS NETS DANS LES STOCKS	
	Non compris	Compris
	(%)	(%)
Sociétés intégrées	110	86
Grandes sociétés		
Sous contrôle canadien	115	84
Sous contrôle étranger	53	52
Petites sociétés		
Sous contrôle canadien	146	145
Sous contrôle étranger	81	78
TOTAL - INDUSTRIE	105	87
Sous contrôle canadien	124	103
Sous contrôle étranger	92	77

NOTA: L'ASSP obtient la valeur totale des stocks pour la société. Les chiffres de la première colonne permettent de comparer les dépenses totales de capital (non compris le PESP), sans les investissements dans les stocks, aux ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités. La seconde colonne fait ressortir l'effet que l'on obtient sur le ratio des investissements en incluant dans les dépenses de capital les investissements nets dans les stocks.

Annexe B-12

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

(premier semestre)

	1982	1983	Pourcentage du revenu net[a] 1982	1983
	- en millions de $ -		(%)	
Societés intégrées	321	315	59	62
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	172	146	147	93
Sous contrôle étranger	25	1	15	-
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	41	31	63	24
Sous contrôle étranger	14	19	*	24
TOTAL - INDUSTRIE	574	512	68	44
Sous contrôle canadien	213	177	117	62
Sous contrôle étranger	360	335	54	38

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par chaque groupe de sociétés par le revenu net pour l'ensemble des activités (annexe C, tableau 1). Les pourcentages ne sont pas indiqués pour les groupes qui ont déclaré des pertes d'exploitation (un astérisque remplace alors le chiffre).

TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR DES ACTIONNAIRES

AVOIR DES ACTIONNAIRES[a]	1979	1980	1981	1982	Premier semestre 1983
			(%)		
Secteur manufacturier	17,6	14,0	11,4	4,3	7,7
Secteur minier	21,8	18,7	8,3	(1,2)	1,1
Autres industries non financières	13,8	13,2	12,2	8,9	10,5
TOTAL - INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (sauf le secteur pétrolier)	16,8	14,4	11,2	5,2	7,9
Secteur pétrolier	20,6	20,0	11,0	7,6	9,0

SOURCE: Statistique Canada 61-003, Sociétés industrielles: Statistique financière.

NOTA: (a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme étant le profit net après impôts divisé par la valeur nette. Il sert à mesurer le taux de rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de divers types et tailles.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES
1ER SEMESTRE

	---ACTIVITES AMONT--- 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	--AUTRES ACTIVITES--- 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE															
RECETTES TOTALES	9533	11246	18.0	14618	14188	-3.0	1846	1167	-24.8	981	734	-22.7	26648	27287	2.4
TAPS ET TAHLO ET TAPS	1887	968	-4.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1887	968	-4.7
RIP	0	0	-	1814	1133	-37.8	0	0	-	0	0	-	1814	1133	-37.8
REDEVANCES	2784	2982	9.2	934	918	-2.1	2	0	-78.7	72	81	12.8	3712	3968	6.4
REC.NETTES APRES REDEV	9882	7334	24.8	11867	12132	2.2	1844	1167	-24.4	879	653	-25.7	28112	21287	5.8
FRAIS D'INTERETS	696	621	-10.7	158	118	-23.8	338	338	-0.1	87	71	-18.8	1264	1137	-10.8
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	1678	1784	6.8	8342	9074	8.8	481	398	-11.7	356	301	-15.5	10819	11589	6.8
C.H. IMPUTEES A L'EXPL	918	484	-22.8	0	0	-	38	14	-48.6	9	8	-14.9	586	428	-23.1
DEPRECIATION	239	298	24.7	228	263	15.2	88	74	-7.2	68	51	-15.8	687	686	13.8
EPUISEMENT	377	479	27.8	8	8	66.7	8	1	282.5	112	116	4.1	489	597	21.9
AMORTISSEMENT	238	188	-18.6	-78	3	184.4	-48	-24	63.7	0	98	-	98	268	178.1
FRAIS NON MON. & C.H.P	1384	1368	8.3	158	266	68.2	48	68	81.9	181	273	58.9	1748	1978	13.8
AUTRES FRAIS	274	319	16.2	2894	2986	8.4	814	472	-42.8	176	51	-71.3	4158	3748	-9.9
REVENU AVANT IMPOTS	1817	3842	78.4	323	-231	-171.4	-98	-181	-6.2	78	-43	-154.6	2124	2867	35.8
IMPOTS COURANTS	638	1198	87.6	-88	-231	-163.4	-89	-43	28.3	71	98	34.6	562	1819	81.3
REV. APRES IMP. COUR.	1179	2844	73.4	411	1	-99.9	-36	-89	-63.8	8	-138	-	1562	1848	18.4
IMPOTS REPORTES	862	638	12.2	223	111	-88.1	-67	-36	46.6	-2	-24	-	718	682	-4.6
REVENU NET APRES IMPOT	617	1414	129.1	188	-111	-158.9	31	-23	-173.8	18	-114	-	847	1164	37.8
LIQUIDITES	2843	3413	34.2	878	267	-83.2	9	9	8.8	189	138	-28.3	3318	3824	18.5
SOCIETES INTEGREES(TOUTES AUS CONTROLE ETRANGER)															
RECETTES TOTALES	3714	4433	19.3	11848	18693	-7.8	148	182	-8.1	13	18	-28.2	18488	18288	-1.1
TAPS ET TAHLO ET TAPS	426	416	-2.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	426	416	-2.4
RIP	0	0	-	1892	939	-41.8	0	0	-	0	0	-	1892	939	-41.8
REDEVANCES	1143	1284	9.8	744	789	-4.4	0	0	-	0	0	-	1886	1964	4.1
REC.NETTES APRES REDEV	2147	2743	28.7	9224	9846	-1.9	148	182	-8.3	13	18	-28.2	11588	11978	3.4
FRAIS D'INTERETS	23	26	13.4	59	51	-13.3	188	134	38.4	2	2	-6.1	184	218	17.1
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	687	652	-5.1	7218	7338	1.4	43	47	-28.4	3	1	-76.2	7971	8829	8.7
C.H. IMPUTEES A L'EXPL	322	256	-28.7	0	0	-	24	13	-51.4	0	0	22.2	348	268	-23.8
DEPRECIATION	188	98	-8.4	153	159	4.2	17	14	-16.8	0	0	-8.4	278	268	-1.8
EPUISEMENT	39	48	2.4	0	0	-	0	0	-2.4	0	0	-	48	41	2.4
AMORTISSEMENT	89	97	84.8	-78	1	188.8	-4	-12	-216.4	-14	8	182.5	-29	86	-
FRAIS NON MON. & C.H.P	881	488	-4.9	83	168	92.7	48	16	-61.8	-14	1	188.7	629	668	8.8
AUTRES FRAIS	81	48	-28.8	1847	1778	14.4	33	44	34.2	-1	8	188.7	1648	1874	13.9
REVENU AVANT IMPOTS	836	1548	84.2	317	-268	-185.7	-69	-98	-38.1	22	6	-71.7	1186	1191	7.6
IMPOTS COURANTS	421	738	75.2	-118	-267	-132.9	-67	-32	52.3	2	2	-3.6	241	441	82.7
REV. APRES IMP. COUR.	415	888	93.3	438	1	-99.7	-2	-88	-	20	4	-78.8	868	749	-13.3
IMPOTS REPORTES	188	128	18.4	288	143	-38.9	7	-28	-	8	8	-	328	243	-24.8
REVENU NET APRES IMPOT	389	677	118.8	224	-142	-163.8	-9	-33	-266.7	20	4	-78.8	844	586	-7.8
LIQUIDITES	938	1887	37.8	814	161	-68.7	38	-43	-212.9	6	5	-18.8	1494	1418	-8.4

Annexe C-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES
1ER SEMESTRE

	ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	AMONT-- VARIA. (%)	ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	AVAL--- VARIA. (%)	AUTRES 1982 (MILLIONS $)	ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	--- VARIA. (%)	ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	TOTAL 1982 (MILLIONS $)	DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	1775	2030	14.5	318	383	8.9	86	7	-71.0	26	15	-40.9	2136	2376	11.2
TAPS ET TOMLO ET TAPS	166	176	-5.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	166	176	-5.6
RIP	0	0	-	9	17	88.6	0	0	-	0	0	-	9	17	88.6
REDEVANCES	519	562	6.3	20	5	-76.5	0	0	-	7	5	-31.3	546	561	2.8
REC.NETTES APRES REDEV	1069	1304	22.6	303	302	6.6	86	7	-71.0	16	10	-44.8	1395	1623	16.3
FRAIS D'INTERETS	11	12	4.6	0	0	-16.7	0	0	-	0	0	-	11	12	4.6
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	295	306	4.4	3	4	33.5	0	0	-	3	3	-2.5	299	313	4.6
C.N. IMPUTEES A L'EXPL	137	97	-29.3	0	0	-	1	2	45.2	7	0	-94.2	146	100	-31.6
DEPRECIATION	47	59	25.4	1	1	5.3	0	-0	-100.7	1	2	91.2	49	62	26.6
EPUISEMENT	22	32	41.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-100.0	22	32	41.4
AMORTISSEMENT	90	36	-61.0	0	0	-100.0	0	0	-16.2	3	2	-43.3	94	36	-61.2
FRAIS NON NOM. & C.N.P	297	223	-25.2	1	1	-12.4	2	2	16.6	11	4	-64.0	311	230	-26.3
AUTRES FRAIS	16	31	192.9	276	295	7.0	1	0	-66.0	0	1	-	293	347	18.6
REVENU AVANT IMPOTS	456	713	56.4	5	2	-57.6	23	5	-77.9	4	2	-40.9	481	722	50.0
IMPOTS COURANTS	214	325	56.2	0	-1	-388.2	10	-9	-190.0	4	2	-42.5	228	317	38.0
REV. APRES IMP. COUR.	254	388	66.0	4	3	-26.6	14	14	0.2	-0	-0	71.6	252	405	60.9
IMPOTS REPORTES	79	102	29.0	0	1	-	5	5	6.9	2	0	-83.6	86	108	25.0
REVENU NET APRES IMPOT	166	286	84.7	4	2	-46.5	9	8	-3.7	-2	-0	82.6	166	297	79.2
LIQUIDITES	531	611	14.9	5	4	-24.1	15	16	2.1	11	4	-63.9	563	634	12.7
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	2863	3221	12.5	2717	3134	15.3	988	646	-32.3	367	237	-35.4	6982	7238	4.9
TAPS ET TOMLO ET TAPS	276	245	-11.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	276	245	-11.4
RIP	0	0	-	212	177	-16.6	0	0	-	0	0	-	212	177	-16.6
REDEVANCES	703	746	6.7	176	206	17.2	0	0	-87.5	9	0	-8.3	888	952	7.2
REC.NETTES APRES REDEV	1681	2231	18.4	2328	2757	18.1	984	646	-32.3	358	229	-36.1	5529	5864	6.1
FRAIS D'INTERETS	417	326	-21.9	87	63	-27.7	191	159	-16.7	33	27	-17.5	728	575	-21.0
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	517	617	19.2	1116	1734	55.5	227	146	-35.1	228	146	-35.5	2068	2630	26.3
C.N. IMPUTEES A L'EXPL	12	8	-27.7	0	0	-	0	0	-90.6	0	0	-	12	8	-29.0
DEPRECIATION	55	112	102.4	73	101	39.5	36	43	12.4	22	14	-35.4	186	270	44.0
EPUISEMENT	215	246	14.6	0	0	-	0	1	-	59	56	-5.4	274	302	10.1
AMORTISSEMENT	46	29	-37.7	-1	3	-	-59	-12	79.2	2	89	-	-10	109	-
FRAIS NON NOM. & C.N.P	322	394	22.6	72	104	44.4	-21	31	249.7	83	159	92.1	456	688	51.1
AUTRES FRAIS	92	152	66.2	1061	835	-21.3	624	351	-43.7	62	27	-56.6	1839	1365	-25.7
REVENU AVANT IMPOTS	534	742	39.6	-1	21	-	-66	-36	46.3	-48	-131	-172.6	418	597	42.6
IMPOTS COURANTS	20	157	-	26	36	41.5	0	-7	-	14	18	-26.3	59	196	229.9
REV. APRES IMP. COUR.	515	586	13.9	-27	-15	43.4	-67	-29	57.2	-62	-142	-127.7	359	401	11.6
IMPOTS REPORTES	330	305	-7.3	16	-36	-331.2	-80	-26	67.1	-24	0	100.3	242	243	0.6
REVENU NET APRES IMPOT	185	280	51.6	-42	21	149.8	13	-2	-116.6	-38	-142	-268.2	117	157	34.3
LIQUIDITES	836	980	17.2	45	89	95.7	-88	3	103.0	21	17	-15.2	815	1089	33.7

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES
1ER SEMESTRE

	---ACTIVITES AMONT-- 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	438	548	25.3	13	3	-73.8	54	48	-11.2	47	44	-5.6	549	641	16.8
TRPS ET TGMLG ET TRPS	44	42	-4.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	44	42	-4.4
RIP	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCES	130	123	-5.1	0	0	31.9	0	0	-	0	5	-	130	128	-1.6
REC.NETTES APRES REDEV	261	379	45.4	13	3	-73.3	54	48	-11.2	47	40	-15.4	374	470	25.6
FRAIS D'INTERETS	68	73	8.2	0	0	-58.0	6	4	-45.3	2	2	-4.4	76	79	3.3
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	76	82	7.2	1	2	26.6	33	35	5.9	12	11	-8.7	123	130	5.8
C.N. IMPUTEES A L'EXPL	32	19	-40.3	0	0	-	0	0	-188.0	1	1	-27.3	33	20	-40.0
DEPRECIATION	0	18	21.8	0	0	19.0	2	2	-18.5	0	1	188.5	11	13	16.7
EPUISEMENT	35	47	34.6	0	0	-35.4	0	0	-	11	9	-12.4	46	56	23.4
AMORTISSEMENT	42	21	-50.9	0	0	-100.0	1	1	-37.4	0	2	-	43	23	-46.6
FRAIS NON NON. & C.N.P	117	97	-17.5	0	0	-3.1	3	2	-26.1	12	13	4.4	133	112	-15.7
AUTRES FRAIS	50	22	-56.5	10	0	-98.8	6	3	-60.8	3	0	-86.1	71	25	-64.2
REVENU AVANT IMPOTS	-80	186	314.5	1	1	6.4	3	4	25.8	18	13	-24.1	-28	128	-
IMPOTS COURANTS	-4	17	-	-0	-0	-	-1	-0	90.9	8	4	-42.5	3	21	-
REV. APRES IMP. COUR.	-46	98	296.2	1	2	38.5	4	4	-8.2	10	9	-9.8	-31	104	-
IMPOTS REPORTES	12	24	96.9	0	0	-53.1	2	1	-56.7	2	-0	-119.1	15	24	56.9
REVENU NET APRES IMPOT	-58	66	214.2	1	2	42.4	2	3	33.4	8	9	10.3	-46	80	273.1
LIQUIDITES	71	186	161.7	2	2	26.6	7	6	-16.4	22	22	-2.8	102	216	111.6
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	746	1614	36.3	13	26	105.3	347	314	-9.5	498	428	-14.0	1603	1784	11.3
TRPS ET TGMLG ET TRPS	74	82	10.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	74	82	10.6
RIP	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCES	208	278	33.6	0	1	-	2	0	-100.0	54	63	13.8	265	342	29.0
REC.NETTES APRES REDEV	464	657	41.6	13	24	94.5	345	314	-9.0	442	365	-17.5	1264	1360	7.6
FRAIS D'INTERETS	177	184	4.1	4	0	-95.4	33	31	-5.6	50	40	-19.7	264	256	-3.1
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	97	128	31.9	4	7	60.7	128	176	37.2	109	139	27.1	339	450	32.7
C.N. IMPUTEES A L'EXPL	14	24	63.1	0	0	-	2	1	-25.1	1	7	-	17	32	82.5
DEPRECIATION	28	24	-11.5	2	1	-33.6	22	15	-31.3	37	34	-7.2	89	76	-15.1
EPUISEMENT	66	115	74.7	0	0	-100.0	0	0	148.8	42	51	21.8	108	166	54.4
AMORTISSEMENT	-1	7	-	0	0	-62.5	-4	-0	88.6	10	5	-44.4	5	12	121.1
FRAIS NON NON. & C.N.P	187	170	88.3	2	1	-34.0	21	17	-19.2	89	97	8.7	219	288	30.1
AUTRES FRAIS	35	33	-4.9	1	6	-	149	74	-50.2	111	23	-79.7	296	136	-54.1
REVENU AVANT IMPOTS	47	141	200.7	2	16	-	14	16	10.8	83	66	-19.6	148	233	60.4
IMPOTS COURANTS	-15	-38	-160.5	1	1	-5.3	-1	5	-	43	76	77.3	28	44	55.3
REV. APRES IMP. COUR.	61	178	191.2	1	10	-	15	11	-29.6	40	-10	-124.1	117	189	61.7
IMPOTS REPORTES	36	74	108.6	0	3	-	-2	9	-	17	-24	-238.0	51	63	21.9
REVENU NET APRES IMPOT	26	104	308.5	1	6	-	17	1	-92.3	22	15	-34.8	66	126	92.8
LIQUIDITES	169	349	106.6	3	11	281.8	36	27	-23.6	129	87	-32.2	336	474	41.1

Annexe C-5

TABLEAU 2

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS
1ER SEMESTRE

	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	3318	3824	15.5	1494	1418	-5.6	563	634	12.7
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	2226	821	-63.1	262	309	18.1	8	13	0.0
EMISSION D'ACTIONS	782	791	1.1	4	168	0.0	6	3	-52.7
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	492	623	26.6	46	39	-14.6	19	25	28.3
TOUTES AUTRES SOURCES	936	1480	58.2	336	198	-48.9	161	18	-88.7
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	4395	927	-78.9	284	355	25.2	11	7	-33.7
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	12141	8465	-30.3	2425	2480	2.3	761	701	-7.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	4982	4364	-11.0	1811	1592	-12.1	375	362	-3.4
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	329	133	-89.5	0	1	0.0	0	0	-100.0
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	288	134	-53.5	7	0	-98.1	15	4	-69.7
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	616	267	-56.7	7	1	-85.0	15	4	-70.1
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	5519	4631	-16.1	1817	1593	-12.3	390	366	-5.9
DIVIDENDES	574	512	-10.7	321	315	-1.8	25	1	-96.3
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	259	85	-67.2	46	0	-99.5	33	0	-100.0
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	833	597	-28.3	367	315	-14.0	58	1	-98.4
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	2003	922	-54.0	6	99	0.0	13	105	0.0
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	3395	1316	-61.2	137	243	77.6	192	98	-50.7
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	392	998	154.6	98	229	133.9	108	134	24.1
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	12141	8465	-30.3	2425	2480	2.3	761	701	-7.9

	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	815	1089	33.7	102	216	111.5	336	474	41.1
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	483	105	-78.2	476	83	-82.5	1087	311	-69.1
EMISSION D'ACTIONS	387	449	16.0	7	38	0.0	377	132	-65.0
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	364	483	32.6	3	6	70.1	59	70	18.5
TOUTES AUTRES SOURCES	251	991	294.5	54	175	216.4	134	102	-23.6
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	3707	265	-92.9	174	52	-70.1	220	248	12.5
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	6007	3382	-43.7	816	566	-30.7	2133	1337	-37.3
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	1798	1678	-6.6	226	175	-22.2	694	557	-19.7
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	115	38	-66.6	15	3	-78.8	198	91	-54.3
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	106	13	-87.4	14	1	-91.0	146	115	-21.6
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	221	52	-76.6	29	5	-84.2	345	205	-40.4
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	2019	1730	-14.3	255	180	-29.3	1038	762	-26.6
DIVIDENDES	172	146	-15.0	14	19	36.0	41	31	-25.4
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	63	41	-35.4	112	41	-63.1	6	3	-54.3
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	235	187	-20.4	126	60	-52.0	48	34	-29.2
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1897	325	-82.9	18	162	0.0	76	231	204.0
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	1793	778	-56.6	392	57	-85.4	888	143	-83.8
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	63	362	0.0	33	186	221.6	91	168	84.7
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	6007	3382	-43.7	816	566	-30.7	2133	1337	-37.3

TABLEAU 3

DEPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT
1ER SEMESTRE

	1982 (MILLIONS $)	1983 $)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 $)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 $)	VARIA. (%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	599	518	-13.5	504	480	-4.8	95	39	-59.6
FORAGE D'EXPLORATION	1055	1275	20.9	582	524	-9.9	473	751	58.7
TOTAL - EXPLORATION	1654	1793	8.4	1085	1004	-7.5	569	790	38.9
FORAGE DE MISE EN VALEUR	431	333	-22.6	429	321	-25.1	2	12	-
PRODUCTION	649	518	-20.2	598	435	-27.2	51	83	61.7
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	199	157	-21.4	199	157	-21.4	0	0	-
TOTAL AMONT	2933	2801	-4.5	2311	1917	-17.1	621	884	42.3
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	282	267	-5.1	243	253	4.2	39	14	-63.3
FORAGE D'EXPLORATION	432	369	-14.6	260	217	-16.8	172	152	-11.4
TOTAL - EXPLORATION	714	636	-10.9	503	470	-6.6	211	167	-21.0
FORAGE DE MISE EN VALEUR	164	147	-13.8	164	136	-17.3	0	11	-
PRODUCTION	343	275	-19.8	295	193	-34.6	48	82	71.3
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	151	125	-17.3	151	125	-17.3	0	0	-
TOTAL AMONT	1372	1183	-13.8	1113	923	-17.1	259	260	0.2
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	317	251	-21.0	261	226	-13.3	56	24	-57.0
FORAGE D'EXPLORATION	623	906	45.6	321	308	-4.3	301	599	98.7
TOTAL - EXPLORATION	940	1157	23.1	583	534	-8.5	358	623	74.2
FORAGE DE MISE EN VALEUR	266	187	-29.9	265	185	-29.9	2	1	-22.9
PRODUCTION	306	242	-20.7	303	242	-20.8	3	0	-88.2
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	48	32	-33.9	48	32	-33.9	0	0	-
TOTAL AMONT	1560	1618	3.7	1198	993	-17.1	362	625	72.4

Annexe C-5

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE 1ER SEMESTRE

	1982 (MILLIONS $)	1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	1654	1792	8.3	412	344	-16.5	210	210	-0.0
MISE EN VALEUR	431	333	-22.6	74	58	-22.4	32	33	3.3
PRODUCTION	649	516	-20.2	193	178	-7.7	99	67	-32.0
SABLES PETROLIFERES	199	157	-21.4	127	114	-10.4	11	9	-15.7
TOTAL ACTIVITES AMONT	2932	2801	-4.5	807	694	-14.0	352	319	-9.2
TOTAL ACTIVITES AVAL	1176	856	-27.3	784	696	-11.3	1	1	89.9
URANIUM	7	2	-76.4	1	0	-78.2	0	-0	-
CHARBON	99	60	-39.6	64	16	-74.1	3	39	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	688	646	-6.1	154	185	19.9	19	2	-88.9
TOTAL AU CANADA	4902	4364	-11.0	1811	1592	-12.1	375	362	-3.4
TOTAL A L'ETRANGER	616	267	-56.7	7	1	-85.0	15	4	-70.1
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	5519	4631	-16.1	1817	1593	-12.3	390	366	-5.9
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
EXPLORATION	740	963	30.1	92	82	-10.4	208	193	-3.5
MISE EN VALEUR	155	113	-26.9	58	56	-3.9	112	74	-34.1
PRODUCTION	221	187	-15.7	51	30	-41.6	84	56	-34.0
SABLES PETROLIFERES	48	31	-35.7	13	2	-87.5	0	1	-
TOTAL ACTIVITES AMONT	1164	1293	11.1	214	170	-20.7	395	325	-17.7
TOTAL ACTIVITES AVAL	296	67	-77.3	0	0	-	95	91	-4.5
URANIUM	0	0	-100.0	4	1	-78.5	1	0	-69.6
CHARBON	32	4	-87.5	0	0	-82.9	0	0	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	305	314	2.6	7	5	-33.3	202	140	-30.8
TOTAL AU CANADA	1798	1678	-6.6	226	175	-22.2	694	557	-19.7
TOTAL A L'ETRANGER	221	52	-76.6	29	5	-84.2	345	205	-40.4
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	2019	1730	-14.3	255	180	-29.3	1038	762	-26.6

TABLEAU 5

BILAN

	31 DEC. 1982 (MILLIONS $)	30 JUIN 1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
TOTAL DE L'INDUSTRIE			
STOCKS	6811	6142	-9.8
COMPTES A RECEVOIR	9082	8139	-9.6
AUTRES DISPONIBILITES	3688	4225	14.5
TOTAL DES DISPONIBILITES	19581	18586	-5.1
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	53073	55867	5.8
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	6360	6693	5.2
TOTAL DE L'ACTIF	78934	80266	1.7
COMPTES A PAYER	8190	7344	-10.3
AUTRES EXIGIBILITES	6661	6441	-3.3
TOTAL DES EXIGIBILITES	14851	13785	-7.2
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	16967	16463	-8.2
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	2020	2081	3.0
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	8783	9380	6.8
AUTRES PASSIF A LONG TERME	5372	5852	8.9
AVOIR PROPRE	29401	30786	4.4
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	78934	80266	1.7
FONDS DE ROULEMENT	4658	4721	1.5
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	13799	15341	11.2
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			
STOCKS	2058	1719	-16.1
COMPTES A RECEVOIR	2989	2657	-11.1
AUTRES DISPONIBILITES	624	1036	65.9
TOTAL DES DISPONIBILITES	5663	5412	-4.4
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	23671	24530	3.6
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	3148	3117	-0.7
TOTAL DE L'ACTIF	32474	33068	1.8
COMPTES A PAYER	3088	2765	-10.2
AUTRES EXIGIBILITES	4074	4041	-0.8
TOTAL DES EXIGIBILITES	7154	6806	-4.9
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	7482	7326	-2.1
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	597	611	2.3
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	3049	3305	8.4
AUTRES PASSIF A LONG TERME	4311	4719	9.4
AVOIR PROPRE	9880	10293	4.2
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	32474	33068	1.8
FONDS DE ROULEMENT	-1491	-1394	-6.5
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	3803	4654	22.4

	31 DEC. 1982 (MILLIONS $)	30 JUIN 1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
SOCIETES INTEGREES			
STOCKS	4224	3885	-8.0
COMPTES A RECEVOIR	3686	3369	-8.6
AUTRES DISPONIBILITES	1941	1993	2.6
TOTAL DES DISPONIBILITES	9771	9246	-5.4
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	13656	14362	5.2
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	1482	1700	14.7
TOTAL DE L'ACTIF	24989	25308	1.6
COMPTES A PAYER	3601	3247	-9.8
AUTRES EXIGIBILITES	1130	1085	-4.0
TOTAL DES EXIGIBILITES	4731	4332	-8.4
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	3352	3563	6.3
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	592	620	4.6
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	3539	3719	5.1
AUTRES PASSIF A LONG TERME	114	167	46.7
AVOIR PROPRE	12581	12907	2.6
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	24989	25308	1.6
FONDS DE ROULEMENT	5041	4915	-2.5
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	6864	6352	4.8
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			
STOCKS	52	47	-8.7
COMPTES A RECEVOIR	262	226	-13.8
AUTRES DISPONIBILITES	104	225	116.6
TOTAL DES DISPONIBILITES	418	498	19.2
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	3054	3046	-0.3
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	382	414	8.5
TOTAL DE L'ACTIF	3855	3958	2.7
COMPTES A PAYER	223	158	-29.1
AUTRES EXIGIBILITES	394	485	23.2
TOTAL DES EXIGIBILITES	616	643	4.3
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	1837	1756	-4.3
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	126	133	5.6
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	385	328	7.7
AUTRES PASSIF A LONG TERME	117	179	53.3
AVOIR PROPRE	884	916	7.3
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	3855	3958	2.7
FONDS DE ROULEMENT	-198	-145	-27.1
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	698	778	11.6

	31 DEC. 1982 (MILLIONS $)	30 JUIN 1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			
STOCKS	242	253	4.5
COMPTES A RECEVOIR	1299	1128	-13.2
AUTRES DISPONIBILITES	469	560	19.2
TOTAL DES DISPONIBILITES	2011	1941	-3.5
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	3422	3528	3.1
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	287	303	5.6
TOTAL DE L'ACTIF	5728	5772	0.9
COMPTES A PAYER	537	566	5.3
AUTRES EXIGIBILITES	393	168	-57.2
TOTAL DES EXIGIBILITES	930	734	-21.1
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	132	40	-69.8
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	373	378	1.4
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	892	1000	12.1
AUTRES PASSIF A LONG TERME	428	356	-16.8
AVOIR PROPRE	2965	3264	10.1
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	5728	5772	0.9
FONDS DE ROULEMENT	1081	1207	11.7
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	1671	1764	5.6
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			
STOCKS	243	238	-2.2
COMPTES A RECEVOIR	846	759	-10.2
AUTRES DISPONIBILITES	549	411	-25.1
TOTAL DES DISPONIBILITES	1638	1408	-14.8
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	9267	9601	3.6
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	1078	1159	8.3
TOTAL DE L'ACTIF	11976	12169	1.6
COMPTES A PAYER	749	669	-10.7
AUTRES EXIGIBILITES	671	662	-1.4
TOTAL DES EXIGIBILITES	1420	1271	-10.5
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	5784	5776	1.3
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	331	338	2.1
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	998	1028	2.9
AUTRES PASSIF A LONG TERME	401	438	7.3
AVOIR PROPRE	3121	3325	6.6
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	11976	12169	1.6
FONDS DE ROULEMENT	218	136	-36.7
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	1672	1881	14.5

TABLEAU 6

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION

- - - - - - - - PRODUCTION PAR PROVINCE - - - - - - - - -

	ALBERTA			COLOMBIE BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1982	1983	VARIA.	1982	1983	VARIA.	1982	1983	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	N/A	2115.3	N/A	N/A	23.2	N/A	N/A	346.4	N/A
PETROLE BRUT - AUTRE	N/A	21964.8	N/A	N/A	921.6	N/A	N/A	3268.8	N/A
PETROLE BRUT CLASSIQUE	24310.8	23679.3	-2.6	967.4	944.7	-2.3	2922.8	3614.4	23.7
SABLES PETROLIFERES	3021.9	4828.8	59.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	26948.0	25318.3	-6.0	3267.5	2359.8	-27.3	249.8	288.2	6.8
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	6284.9	5908.9	-8.5	28.3	22.3	-12.0	0.9	13.7	9999.9
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	60534.8	59787.3	-1.3	4268.3	3326.9	-21.5	3192.4	3913.3	22.6
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	N/A	536.7	N/A	N/A	6.2	N/A	N/A	79.7	N/A
PETROLE BRUT - AUTRE	N/A	4038.6	N/A	N/A	170.9	N/A	N/A	575.2	N/A
PETROLE BRUT CLASSIQUE	3643.1	4575.3	25.6	140.4	177.1	26.1	418.1	654.9	56.7
SABLES PETROLIFERES	786.0	1262.9	60.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	2662.5	2670.7	0.3	266.4	211.8	-20.5	10.3	14.4	41.8
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	737.0	931.3	26.3	2.8	3.5	21.9	0.1	0.2	107.3
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	7829.7	9440.3	20.6	409.6	392.3	-4.2	428.4	669.7	56.3

- - - - - - PRODUCTION PAR GROUPE DE COMPAGNIES - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1982	1983	VARIA.	1982	1983	VARIA.	1982	1983	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	N/A	2499.3	N/A	N/A	865.2	N/A	N/A	514.9	N/A
PETROLE BRUT - AUTRE	N/A	26026.9	N/A	N/A	11283.2	N/A	N/A	5161.1	N/A
PETROLE BRUT CLASSIQUE	26580.2	28526.3	0.1	12763.6	12110.4	-5.1	5622.6	5676.0	0.9
SABLES PETROLIFERES	3021.9	4828.8	59.8	1818.9	2774.3	52.5	324.8	406.8	25.3
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	30649.6	28124.4	-8.2	8338.6	7596.3	-8.9	5298.2	4839.1	-8.5
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	6280.3	5944.9	-5.3	2647.2	2658.0	0.1	1088.2	949.7	-12.7
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	66452.0	67416.4	-1.5	25668.4	25139.0	-1.7	12324.9	11870.8	-3.7
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	N/A	626.7	N/A	N/A	231.3	N/A	N/A	122.3	N/A
PETROLE BRUT - AUTRE	N/A	4838.7	N/A	N/A	2131.6	N/A	N/A	959.4	N/A
PETROLE BRUT CLASSIQUE	4229.4	5487.4	29.8	1895.9	2363.0	24.6	842.9	1081.6	28.3
SABLES PETROLIFERES	786.0	1262.9	60.5	448.5	712.9	59.0	92.7	111.5	20.2
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	2961.9	2914.4	-1.6	835.8	812.4	-2.8	513.5	497.6	-3.1
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	740.5	934.9	26.3	319.9	416.1	30.1	122.6	143.2	16.8
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	8718.7	10869.6	21.2	3500.1	4304.3	23.0	1571.7	1833.9	16.7
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
	1982	1983	VARIA.	1982	1983	VARIA.	1982	1983	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	N/A	707.1	N/A	N/A	118.6	N/A	N/A	301.5	N/A
PETROLE BRUT - AUTRE	N/A	6582.3	N/A	N/A	1262.5	N/A	N/A	1848.0	N/A
PETROLE BRUT CLASSIQUE	7139.7	7289.4	1.0	1328.8	1372.9	3.3	1645.5	2149.5	30.6
SABLES PETROLIFERES	876.8	1617.8	84.6	3.8	4.5	50.0	0.0	19.0	0.0
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	10629.4	8808.6	-17.1	2288.7	1982.9	-9.9	4198.5	4897.6	16.9
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	2018.5	1938.1	-3.0	169.8	168.3	-0.4	357.4	218.8	-38.8
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	20663.8	19893.1	-3.2	3701.5	3828.7	-4.7	6193.4	7284.9	17.6
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	N/A	174.8	N/A	N/A	26.6	N/A	N/A	72.5	N/A
PETROLE BRUT - AUTRE	N/A	1157.9	N/A	N/A	241.3	N/A	N/A	348.4	N/A
PETROLE BRUT CLASSIQUE	1038.5	1332.8	28.3	199.0	267.9	34.7	283.4	412.9	63.8
SABLES PETROLIFERES	246.1	432.3	76.4	0.5	1.0	108.4	0.0	0.1	0.0
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	1085.8	692.3	-11.3	268.7	210.3	2.2	401.1	501.8	28.1
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	236.3	312.8	32.8	19.8	27.4	48.3	42.2	34.5	-13.9
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	2528.5	2968.4	17.5	424.7	506.6	19.5	696.7	956.2	37.2